

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI MILANO
SCUOLA DI DOTTORATO IN SCIENZE GIURIDICHE
ISTITUTO DI DIRITTO CIVILE

CORSO DI DOTTORATO DI RICERCA IN DIRITTO COMPARATO
XXIII CICLO

TESI DI DOTTORATO DI RICERCA

FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI: INCENTIVI ECONOMICI E ALTRI
STRUMENTI DI SUPPORTO. UN'ANALISI DI DIRITTO COMPARATO

Ius02

Dott. Stefano Fanetti

TUTOR :

Ch. Prof.ssa Barbara Pozzo

COORDINATORE DEL DOTTORATO:

Ch. Prof.ssa Barbara Pozzo

ANNO ACCADEMICO 2009/2010

Sommario

INTRODUZIONE - ENERGIA: UNA PROBLEMATICHE ECONOMICA, POLITICA ED AMBIENTALE. SOLUZIONI E POSSIBILI OSTACOLI.....	8
 CAPITOLO I - LA POLITICA ENERGETICA DELL'UNIONE EUROPEA.....	13
A. ASPETTI ISTITUZIONALI E PROGRAMMATICI.....	13
1. LA RISOLUZIONE DEL CONSIGLIO DEL 17 SETTEMBRE 1974 CONCERNENTE UNA NUOVA POLITICA ENERGETICA DELLA COMUNITA' E LA RISOLUZIONE DEL CONSIGLIO DEL 17 DICEMBRE 1974 CONCERNENTE GLI OBIETTIVI PER IL 1985 DELLA POLITICA ENERGETICA COMUNITARIA.....	13
2. LA RISOLUZIONE DEL CONSIGLIO DEL 16 SETTEMBRE 1986 RELATIVA A NUOVI OBIETTIVI COMUNITARI DI POLITICA ENERGETICA PER IL 1995 E ALLA CONVERGENZA DELLE POLITICHE DEGLI STATI MEMBRI E L'ATTO UNICO EUROPEO DEL 1986	15
3. LA CARTA EUROPEA DELL'ENERGIA DEL 1991 E IL TRATTATO SULLA CARTA DELL'ENERGIA DEL 1994	16
4. IL TRATTATO DI MAASTRICHT ED IL PARERE DEL COMITATO ECONOMICO E SOCIALE SULLA POLITICA ENERGETICA COMUNITARIA DEL 14 SETTEMBRE 1994.....	17
5. IL LIBRO VERDE ED IL LIBRO BIANCO SULL'ENERGIA DEL 1995.....	19
6. IL LIBRO VERDE DEL 29 NOVEMBRE 2000 "VERSO UNA STRATEGIA EUROPEA DI SICUREZZA DELL'APPROVVIGIONAMENTO ENERGETICO"	20
7. IL PROGETTO DI COSTITUZIONE EUROPEA ED IL TRATTATO DI LISBONA	21
B. LA NORMATIVA COMUNITARIA TRA LIBERALIZZAZIONE E SOSTEGNO ALLE ENERGIE ALTERNATIVE	23
1. LA LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA E LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI. LA DIRETTIVA 96/92/CE	23
2. LA RIFORMA DELLE DIRETTIVE SULLA LIBERALIZZAZIONE DI GAS ED ENERGIA. IL RUOLO DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI	26
C. L'ADOZIONE DI UNA STRATEGIA COMUNE EUROPEA SULLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI	28
1. IL PROTOCOLLO DI KYOTO E LE INIZIATIVE COMUNITARIE SUI CAMBIAMENTI CLIMATICI	28

2.	<i>LO SVILUPPO DELLA STRATEGIA EUROPEA SULLE FONTI RINNOVABILI</i>	32
3.	<i>LA DIRETTIVA 2001/77/CE SULLA PROMOZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA DA FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI</i>	37
4.	<i>I PROGRESSI DEGLI STATI MEMBRI VERSO GLI OBIETTIVI IN MATERIA DI FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI</i>	40
D.	LA PROMOZIONE DELL'EFFICIENZA E DEL RISPARMIO ENERGETICO A LIVELLO COMUNITARIO	44
1.	<i>LE PRIME INIZIATIVE EUROPEE SULL'EFFICIENZA ENERGETICA</i>	44
2.	<i>LE INIZIATIVE COMUNITARIE CONCERNENTI IL RENDIMENTO ENERGETICO DELL'EDILIZIA, DEI TRASPORTI E DEGLI ELETTRODOMESTICI E LA COGENERAZIONE</i>	45
3.	<i>LA DIRETTIVA 2006/32/CE SULL'EFFICIENZA DEGLI USI FINALI DI ENERGIA E IL PIANO D'AZIONE PER L'EFFICIENZA ENERGETICA DEL 2006</i>	50
E.	LE INIZIATIVE DEGLI ULTIMI ANNI. VERSO LA DEFINIZIONE DI UN NUOVO QUADRO NORMATIVO PER L'EUROPA IN MATERIA DI ENERGIA	53
1.	<i>UNA NUOVA POLITICA ENERGETICA PER L'EUROPA</i>	53
2.	<i>IL PACCHETTO CLIMA ENERGIA</i>	57
3.	<i>LA NUOVA DIRETTIVA SULLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI</i>	61
4.	<i>OLTRE IL PACCHETTO CLIMA-ENERGIA. ALTRI INTERVENTI DEL LEGISLATORE COMUNITARIO IN MATERIA ENERGETICA</i>	65
F.	CONCLUSIONI: VERSO IL 2020, L'IMPORTANZA DELLE RINNOVABILI PER IL RILANCIO DELL'ECONOMIA COMUNITARIA	68
CAPITOLO II - LA STRATEGIA TEDESCA PER LE ENERGIE RINNOVABILI		72
A.	INTRODUZIONE	72
B.	LE INIZIATIVE A SUPPORTO DELLE ENERGIE RINNOVABILI: CONSIDERAZIONI STORICHE	73
1.	<i>LA CRISI PETROLIFERA E I PRIMI INTERVENTI A SOSTEGNO DELLE FONTI RINNOVABILI</i>	73
2.	<i>LE PRIME MISURE PER LA CREAZIONE DI UN MERCATO DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI E LO STROMEINSPEISUNGSGESETZ DEL 1990</i>	75
C.	LA LEGISLAZIONE FEDERALE SULLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI	81
1.	<i>L'ERNEUERBARE-ENERGIEN-GESETZ DEL 2000</i>	81

2.	<i>LE MODIFICHE DEL 2004: UN NUOVO EEG</i>	86
3.	<i>L'ATTUALE VERSIONE DELLA LEGGE: L'EEG 2009</i>	93
4.	<i>L'ERNEUERBARE ENERGIEN GESETZ. VALUTAZIONI SULLA EFFICACIA DELLO STRUMENTO NORMATIVO</i>	99
5.	<i>AL DI LA' DELLA GENERAZIONE ELETTRICA: LA LEGGE SULLE ENERGIE RINNOVABILI NEL RISCALDAMENTO DOMESTICO</i>	103
D.	LE PROCEDURE AUTORIZZATIVE CONCERNENTI GLI IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI	105
1.	<i>LA PIANIFICAZIONE URBANISTICA</i>	105
2.	<i>L'AUTORIZZAZIONE PER LA COSTRUZIONE E L'ESERCIZIO DEGLI IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI</i>	107
3.	<i>IL PERMESSO DI COSTRUIRE RELATIVO AGLI IMPIANTI MINORI</i>	109
4.	<i>LE SPECIFICHE DISCIPLINE AUTORIZZATORIE CONCERNENTI GLI IMPIANTI GEOTERMICI ED EOLICI OFF-SHORE</i>	110
E.	OLTRE LA LEGISLAZIONE FEDERALE. GLI ALTRI ATTORI COINVOLTI	113
1.	<i>I LÄNDER E LE MUNICIPALITA'</i>	113
2.	<i>LE ASSOCIAZIONI DI SETTORE</i>	116
3.	<i>IL RUOLO DEI CITTADINI E L'ACCETTABILITA' SOCIALE DELLE ENERGIE RINNOVABILI...</i>	118
F.	CONSIDERAZIONI FINALI	121
1.	<i>I RECENTI MUTAMENTI INTERVENUTI NEL QUADRO DELLA DISCIPLINA DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI: IL PIANO D'AZIONE NAZIONALE PER LE RINNOVABILI E GLI EMENDAMENTI ALL'EEG DELL'AGOSTO 2010</i>	121
2.	<i>CONCLUSIONI</i>	125
 CAPITOLO III - LA DANIMARCA: VERSO UN SISTEMA ENERGETICO SENZA COMBUSTIBILI FOSSILI		128
A.	INTRODUZIONE	128
B.	LO SVILUPPO DELLA STRATEGIA DANESE SULLE RINNOVABILI	129
1.	<i>LE ENERGIE RINNOVABILI NELLA PIANIFICAZIONE ENERGETICA NAZIONALE E I PRIMI PROGETTI PILOTA FINANZIATI DAL GOVERNO DANESE</i>	129

2.	<i>LE PRIME FORME DI SUPPORTO FINANZIARIO ALLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI</i>	133
3.	<i>LA RIFORMA DEL 1999. VERSO L'INSTAURAZIONE DI UN QUOTA SYSTEM?</i>	135
4.	<i>IL REGIME TRANSITORIO (1999-2008) DI SOSTEGNO ALLE FONTI RINNOVABILI</i>	138
C.	L'ATTUALE SISTEMA DI SOSTEGNO ALLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI	142
1.	<i>L'ACCORDO SULL'ENERGIA DEL 2008. VERSO UNA REVISIONE DEL "REGIME TRANSITORIO"</i>	142
2.	<i>LA NUOVA LEGGE SULLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI DEL 2008 E IL NUOVO QUADRO GIURIDICO DEGLI INCENTIVI</i>	144
3.	<i>LA CONNESSIONE ALLA RETE DEGLI IMPIANTI FER</i>	147
4.	<i>LO SCAMBIO SUL POSTO (NET METERING)</i>	149
5.	<i>I FINANZIAMENTI ALLA RICERCA NEL CAMPO DELLE RINNOVABILI: L'EUDP</i>	150
D.	L'ESEMPIO DANESE DI SVILUPPO "CONDIVISO" DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI	151
1.	<i>IL PROBLEMA DELL'ACCETTABILITA' SOCIALE</i>	151
2.	<i>IL MODELLO COOPERATIVO DI PROPRIETA' DEGLI IMPIANTI EOLICI</i>	153
3.	<i>LE MISURE DI COMPENSAZIONE</i>	155
4.	<i>LE SOVVENZIONI DIRETTE AI COMUNI. IL COSIDDETTO "GREEN SCHEME"</i>	156
5.	<i>LE AUTORIZZAZIONI AMMINISTRATIVE E LA PARTECIPAZIONE DEI CITTADINI NELLA PIANIFICAZIONE TERRITORIALE</i>	157
6.	<i>IL DIRITTO DI ACCESSO DEI CITTADINI ALLE INFORMAZIONI AMBIENTALI</i>	164
7.	<i>LE CAMPAGNE DI COMUNICAZIONE</i>	165
E.	CONCLUSIONI	168
1.	<i>CARATTERISTICHE E REPLICABILITA' DEL MODELLO DANESE</i>	168
2.	<i>LA STRATEGIA ENERGETICA PER IL FUTURO</i>	170
CAPITOLO IV - L'INCENTIVAZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI IN ITALIA. PROFILI CRITICI E POSSIBILI SOLUZIONI.		173
A.	INTRODUZIONE	173

B. LE PRIME FORME DI SOSTEGNO ALLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI. IL CIP N. 6/1992.....	175
1. IL PIANO ENERGETICO NAZIONALE DEL 1988 E LA LEGGE N. 9/1991	175
2. IL CIP 6/92. LE FONTI RINNOVABILI AMMESSE E LE CONVENZIONI DI CESSIONE.....	177
3. IL SISTEMA TARIFFARIO CIP 6.....	179
4. L'ISTITUZIONE DELL'AEEG E LA CHIUSURA DEL CIP 6.....	181
5. GLI INCENTIVI CIP6 NELLE LEGGI FINANZIARIE 2007 E 2008.....	184
6. GLI ULTIMI PROVVEDIMENTI: LA RISOLUZIONE ANTICIPATA DELLE CONVENZIONI CIP 6 185	
7. CIP 6: UNA VALUTAZIONE COMPLESSIVA DELLO STRUMENTO	187
C. I CERTIFICATI VERDI.....	188
1. IL SISTEMA DEI CERTIFICATI VERDI E GLI IMPIANTI AMMESSI.....	188
2. L'OBLIGO DI IMMISSIONE	191
3. LA PEZZATURA, LA DURATA E L'EMISSIONE DEI CERTIFICATI VERDI	192
4. IL MERCATO E IL PREZZO DEI CERIFICATI VERDI. CRITICITA' E PROSPETTIVE.....	195
D. ULTERIORI MODALITA' DI INCENTIVAZIONE E SOSTEGNO DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI	199
1. LA TARIFFA OMNICOOMPENSIVA.....	199
2. IL CONTO ENERGIA.....	200
3. IL RITIRO DEDICATO	206
4. LO SCAMBIO SUL POSTO	207
5. LA CONNESSIONE ALLE RETI.....	210
6. IL NUOVO QUADRO DEGLI INCENTIVI ALLE RINNOVABILI DELINEATO DAL DECRETO ROMANI DI RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA 2009/28/CE.....	212
E. L'AUTORIZZAZIONE UNICA PER GLI IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI	214
1. PREMessa: LA NECESSITA' DI UN PROCEDIMENTO AUTORIZZATIVO EFFICIENTE E RAPIDO	214
2. L'ARTICOLO 12 DEL DECRETO LEGISLATIVO 387 DEL 2003	215

3.	<i>IMPIANTI NON SOGGETTI ALL'AUTORIZZAZIONE UNICA</i>	218
4.	<i>LE LINEE GUIDA PER L'AUTORIZZAZIONE DEGLI IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI</i>	219
5.	<i>IL DECRETO ROMANI DEL 2011 E LE MODIFICHE AI PROCEDIMENTI DI AUTORIZZAZIONE DEGLI IMPIANTI</i>	226
F.	ALTRE PROBLEMATICHE CONNESSE ALLO SVILUPPO DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI IN ITALIA	227
1.	<i>IL RITARDO NELLA PIANIFICAZIONE ENERGETICA NAZIONALE</i>	227
2.	<i>LO SVILUPPO DELLA RETE ELETTRICA NAZIONALE E LA CONNESSIONE DEGLI IMPIANTI.</i> 229	
3.	<i>IL RUOLO DELLE REGIONI</i>	231
4.	<i>L'OPPOSIZIONE DELLE COMUNITA' LOCALI E DEI CITTADINI. LA SINDROME NIMBY</i>	235
G.	CONSIDERAZIONI FINALI	237
1.	<i>LA RIORGANIZZAZIONE DEL SISTEMA DEGLI INCENTIVI</i>	237
2.	<i>ANDARE OLTRE LA SINDROME NIMBY</i>	239
 CONCLUSIONI - CONSIDERAZIONI CRITICHE SULLE POLITICHE DI IMPLEMENTAZIONE DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI		245
BIBLIOGRAFIA		253

Tutto ciò che è grande è nella tempesta.

(MARTIN HEIDEGGER)

INTRODUZIONE – ENERGIA: UNA PROBLEMATICHE ECONOMICA, POLITICA ED AMBIENTALE. SOLUZIONI E POSSIBILI OSTACOLI

Appare ai più evidente come le scelte operate in materia di politica energetica possano avere non solo un impatto fondamentale sul futuro economico ed ambientale dell'Unione Europea (e di tutti gli altri Paesi del mondo), ma anche una profonda incidenza sulle relazioni internazionali.

A tutt'oggi la fonte energetica più utilizzata è il petrolio, materia prima che negli ultimi anni è diventata sempre più costosa, anche se la contingente crisi economica ha certamente rallentato la corsa all'aumento del prezzo del greggio¹.

Il problema chiaramente non è solo economico, ma è anche legato alla possibilità che gli idrocarburi (principalmente il petrolio e il gas naturale) siano in grado di soddisfare la crescente domanda energetica.

Incrociando, infatti, i dati in nostro possesso la situazione pare quantomeno allarmante². I consumi mondiali di energia sono passati dall'appena 1 miliardo e 45 milioni di tep del 1925 agli oltre 10 miliardi del 2004 e per il 2030 si prevede di superare la soglia dei 16 miliardi.

Il dato più significativo concerne comunque la ripartizione percentuale di impiego delle fonti primarie di energia nel mondo. Il mix di petrolio e gas naturali supera infatti il 63% dell'intero consumo energetico mondiale, mentre le fonti rinnovabili arrivano a malapena all'8%. Se le politiche energetiche in atto non subiranno un cambiamento radicale è opinione comune tra gli esperti che le risorse petrolifere andranno ad esaurirsi entro i prossimi trenta-quarant'anni³.

La limitata disponibilità della fonte petrolifera ha ovviamente anche importanti risvolti sulle relazioni internazionali, diventando spesso l'ago della bilancia nei rapporti diplomatici tra diversi Paesi. Se si considera che l'Europa importa il 75% del petrolio di cui necessita da Stati che in massima parte hanno una situazione politica piuttosto complessa⁴, le preoccupazioni circa la sicurezza dell'approvvigionamento risultano accresciute.

¹ Il massimo storico del prezzo del greggio - 147,27 \$ - è stato raggiunto l'11 luglio 2008. (Fonte: www.wallstreetitalia.com)

² I dati che seguono sono tratti dal World Energy Outlook del 2004 dell'IEA (International Energy Agency) e dall'International Energy Outlook del 2006 dell'EIA (Energy Information Administration). IEA ed EIA sono i due organismi internazionali che si occupano di raccogliere i dati sui consumi energetici attuali e di formulare previsioni future.

³ Sul punto si veda anche D'ERMO, *Il futuro dell'energia tra sfide politiche, economiche e ambientali*, in *L'Ape ingegnosa – Rivista del Dipartimento di Scienze dello Stato*, n. 1-2, 2005, pp. 235-250.

⁴ Solo per fare qualche esempio: i Paesi Mediorientali, le Repubbliche Caucasiche, la Nigeria e la Libia.

C'è, infine, un'altra e decisiva problematica connessa con l'utilizzo eccessivo degli idrocarburi: la sostenibilità ambientale. Ciò soprattutto in considerazione delle emissioni di anidride carbonica in atmosfera derivanti dalla combustione per il funzionamento delle centrali termoelettriche. Il preventivato aumento della domanda di energia, se non accompagnato da politiche di sostegno all'efficienza energetica e di implementazione delle fonti rinnovabili, sarà causa di un parallelo aumento della quantità di gas serra rilasciati con la conseguente accelerazione dei cambiamenti climatici già in atto.

Proprio queste considerazioni sono all'origine del fondamentale accordo internazionale in materia, il Protocollo di Kyoto del 1997, che fissa obblighi differenziati di riduzione dell'emissione di gas serra⁵, e dei connessi interventi comunitari in materia, tra i quali da ultimo il cosiddetto "Pacchetto Clima-Energia" con la corsa dell'Europa verso l'obiettivo 20-20-20 al 2020 (20 per cento di energia da fonti rinnovabili, 20 per cento in più di efficienza energetica, 20 per cento di emissioni di gas serra in meno)⁶.

La questione energia si pone così ai vertici dell'agenda dei governi nazionali e delle istituzioni internazionali. Quali sono dunque le risposte date dall'Europa e dagli Stati membri con particolare riguardo alle misure atte ad incentivare le fonti energetiche alternative agli idrocarburi?

Le istituzioni comunitarie hanno mostrato una chiara consapevolezza dell'importanza della posta in palio. Pur in assenza di un'esplicita competenza nei Trattati in materia di energia, la Comunità Europea ha sviluppato un'avanzatissima politica nel settore attraverso sia documenti di programmazione e pianificazione sia normativa secondaria (direttive e regolamenti), predisponendo tra l'altro una direttiva ad hoc, la 2001/77/CE (recentemente abrogata e sostituita dalla direttiva 2009/28 CE), in materia di promozione dell'energia da fonti rinnovabili.

Il problema centrale è che queste lungimiranti politiche adottate dall'Unione Europea potrebbero rimanere lettera morta in assenza di una fattiva collaborazione da parte degli Stati membri; collaborazione che certo non può tradursi unicamente in una sterile recezione delle norme comunitarie.

Ai fini di una reale implementazione delle fonti energetiche rinnovabili è dunque fondamentale, accanto alla previsione di incentivi economico-finanziari, un adattamento dell'apparato amministrativo che consenta una semplificazione delle procedure per l'istallazione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili.

⁵ L'Europa nel suo complesso si è impegnata a ridurre le proprie emissioni dell'8%. A questo obiettivo generale si corrispondono obiettivi specifici e legalmente vincolanti per ogni Stato membro in base alle rispettive capacità di ridurre le emissioni. Per esempio: Italia 6,5%, Germania 21%.

⁶ In merito al Pacchetto "Clima-Energia" si rimanda a pag. 56 e ss.

Questa è la sfida chiave per ogni Paese dell'Unione; sfida che, al momento, l'Italia sta perdendo. Ed, infatti, ad un ricco ventaglio di incentivi economici, fanno da contraltare le ormai croniche pastoie burocratiche che ingenerano sfiducia negli operatori di settore. Non solo: i frequenti ricorsi amministrativi e la resistenza delle amministrazioni locali sono ulteriori tasselli nel desolante quadro dello sviluppo delle fonti energetiche alternative nel nostro Paese.

Un ultimo ed importante fattore è la costante disinformazione che regna in materia è all'origine della cosiddetta sindrome NIMBY⁷, ovvero del generalizzato atteggiamento di opposizione alla costruzione di impianti ed infrastrutture da parte delle popolazioni locali, preoccupate per potenziali ricadute negative.

Appare persino banale, a questo punto, chiedersi come sia possibile che un paese come la Germania, certamente meno soleggiato dell'Italia, abbia una produzione di energia fotovoltaica di gran lunga superiore. Attualmente lo Stato tedesco è, infatti, il secondo produttore mondiale dopo il Giappone, eccellendo anche in altri settori, quali l'eolico e le biomasse⁸.

Alla base del successo delle fonti energetiche rinnovabili c'è un mix di normative, incentivi, investimenti in ricerca e sviluppo, ma anche edilizia sostenibile, risparmio, efficienza ed una forte cultura politica, sociale e industriale.

Fin dal 1991 la legge tedesca sulle fonti rinnovabili ha dato il via ad una politica di sostegno a tali fonti soprattutto mediante il riconoscimento di tariffe incentivanti ai produttori. Dal 2000, con l'approvazione della *Erneuerbare-Energien-Gesetz*, la normativa è stata ulteriormente perfezionata attraverso l'introduzione di un sistema tariffario differenziato che favorisce specificamente lo sviluppo delle energie solari senza alcun intervento diretto dello Stato. Il sistema di crediti a tasso agevolato per la posa di tetti fotovoltaici costituisce un ulteriore tassello nel successo della strategia energetica tedesca.

Queste misure hanno certamente favorito il consolidamento di una mentalità imprenditoriale anche tra gli utenti che da semplici consumatori si sono trasformati in produttori.

L'efficace quadro normativo non può spiegare da solo i risultati raggiunti. Un'ulteriore spinta deriva anche dal sistema fiscale e dalla ricerca. Le ecotasse che riguardano tutte le fonti energetiche, devono essere reinvestite unicamente nel

⁷ Not in my back yard. Trad.: Non nel mio giardino

⁸ Qualche dato esemplificativo. La capacità produttiva di energia da fonte fotovoltaica è pari a 5.400 MW, di cui 1.500 MW installati nel 2008, mentre la produzione da fonte eolica ammonta a 23.900 MW (1.670 MW installati nel 2008) e quella da biomasse a 3.000 MW. (Fonte: REN 21 – Renewable Energy Policy Network for the 21st Century – *Renewables Global Status Report 2009*).

settore delle rinnovabili, mentre, per quanto concerne la spesa statale per la ricerca, la Germania si colloca al terzo posto nel mondo⁹.

Ancora più all'avanguardia nell'approccio al problema è la Danimarca, paese che, per sopperire ad un'accentuata dipendenza energetica dall'estero, ha messo in campo strumenti di pianificazione di grande lungimiranza, che hanno portato il Paese ad essere il maggiore produttore pro capite di energia rinnovabile al mondo. Ad una politica energetica di ampio respiro temporale si uniscono stabili incentivi economici, un cospicuo investimento nella ricerca scientifica per l'individuazione di soluzioni alternative e, soprattutto, una costante ricerca del consenso dei cittadini, che sono informati e coinvolti nelle decisioni che potrebbero comportare, anche ipoteticamente, delle conseguenze pregiudizievoli. Dal quadro sommariamente delineato emerge chiaramente come una strategia di implementazione delle FER dipenda da fattori di diversa natura (politici, economici, normativi, sociali...), ma tra loro strettamente connessi. Non è, infatti, sufficiente proporre appetibili incentivi se poi i progetti incappano in insuperabili pastoie burocratiche o, peggio, vanno incontro a contestazioni diffuse che ne ostacolano la realizzazione.

Il presente lavoro, dopo aver offerto una panoramica sufficientemente ampia del divenire della normativa comunitaria in argomento, intende concentrarsi sulle politiche di incentivazione economica, di semplificazione amministrativa e di condivisione delle scelte in materia energetica, messe in campo da alcuni Stati membri per favorire il rafforzamento delle fonti rinnovabili nel settore elettrico¹⁰.

La comparazione di esempi virtuosi con la situazione italiana, non scevra di ritardi e disfunzioni, vuole essere di stimolo al confronto su una materia, quella energetica, ancora avulsa dal dibattito dottrinale, nonostante la sua decisiva importanza.

⁹ Fonte: www.gse.it

¹⁰ E' evidente che le energie rinnovabili possono essere utilizzate sia per il riscaldamento degli edifici, sia come combustibili per i trasporti, sia, infine, per la produzione di elettricità. Lo studio intende dar conto, in particolare, delle politiche adottate in quest'ultimo settore.

CAPITOLO I - LA POLITICA ENERGETICA DELL'UNIONE EUROPEA

A. ASPETTI ISTITUZIONALI E PROGRAMMATICI

Nonostante l'Unione Europea abbia adottato nel tempo una strategia energetica del tutto all'avanguardia, le politiche comunitarie di settore sono evidentemente limitate dalla mancata previsione nei trattati istitutivi di specifici poteri sovrani in materia.

Infatti, sebbene due (la CECA¹¹ e l'EURATOM¹²) delle tre Comunità Europee concernano, in qualche modo, la problematica energetica, il Trattato istitutivo della Comunità Economica Europea, pur nella sua maggiore ampiezza, non conferisce alla stessa alcuna specifica competenza in tema di energia¹³.

La mancanza di un potere di intervento diretto non deve far credere che l'Europa abbia abdicato ad un ruolo attivo nel settore. La CEE ha, infatti, sviluppato una propria politica energetica utilizzando surrettiziamente le proprie competenze in materie diverse come quelle del mercato interno, della ricerca scientifica e tecnologica, delle grandi reti e delle relazioni esterne.

1. LA RISOLUZIONE DEL CONSIGLIO DEL 17 SETTEMBRE 1974 CONCERNENTE UNA NUOVA POLITICA ENERGETICA DELLA COMUNITA' E LA RISOLUZIONE DEL CONSIGLIO DEL 17 DICEMBRE 1974 CONCERNENTE GLI OBIETTIVI PER IL 1985 DELLA POLITICA ENERGETICA COMUNITARIA

Escludendo gli specifici settori del carbone e dell'atomica, la Risoluzione del Consiglio del 17 settembre 1974 su "Una nuova politica energetica della comunità" e la Risoluzione del Consiglio del 17 dicembre 1974 su "Gli obiettivi per il 1985 della politica energetica comunitaria" rappresentano, senza dubbio, i primi importanti interventi della Comunità in materia di energia. In tali documenti vengono fissati i primi obiettivi quantificati della politica energetica comunitaria da

¹¹ Il Trattato Istitutivo della Comunità Europea del Carbone e dell'Acciaio (CECA) entrò in vigore il 23 luglio 1952 e scade cinquant'anni dopo, il 23 luglio 2002. Questo trattato instaurò un mercato comune del carbone e dell'acciaio attraverso la libera circolazione dei prodotti in questione, senza diritti doganali né tasse, vietando pratiche discriminatorie, sovvenzioni o aiuti di Stato.

¹² La Comunità europea dell'energia atomica (CEEa) o EURATOM è un'organizzazione internazionale istituita, insieme alla CEE, con i trattati di Roma del 25 marzo 1957 con la finalità di coordinare i programmi di ricerca degli stati membri relativi all'energia nucleare ed assicurare un uso pacifico della stessa. Principio cardine del Trattato era la parità di accesso alle risorse atomiche per i Paesi membri così da unirne il potenziale ed aumentare la produzione.

¹³ F. BASTIANELLI, *La politica energetica dell'Unione europea e la situazione dell'Italia*, in La rivista trimestrale della Società italiana per l'organizzazione internazionale, anno 2006, fasc 3, pg.443-468.

conseguire nel decennio successivo e viene delineata la ratio degli obiettivi medesimi¹⁴.

Gli obiettivi riguardano la riduzione della dipendenza energetica dalle importazioni da Paesi extraeuropei, nonché la garanzia di un approvvigionamento sicuro e durevole a condizioni economiche favorevoli e nel rispetto della protezione ambientale. Per il raggiungimento di tali risultati ci si fonda su tre principi fondamentali:

- Gli obiettivi energetici si sostanziano in una serie di elementi quantificati, punto di riferimento, a lungo termine, per la politica di settore messa in campo dagli stati membri, ma anche da imprese e cittadini;
- Gli obiettivi vengono presentati sotto la veste giuridica di una Risoluzione del Consiglio e, come tali, non sono vincolanti, ma semplicemente orientativi;
- Gli obiettivi devono essere relazionati alla cooperazione internazionale, quale strumento per risolvere i problemi dei Paesi produttori e consumatori nell'ambito dell'Agenzia Internazionale per l'Energia.

Sono determinati, inoltre, alcuni possibili orientamenti da seguire per addivenire agli obiettivi sopra citati. In particolare, per ciò che concerne la domanda di energia, si prevedono misure razionali di utilizzazione e di economia dell'energia per consentire la diminuzione del tasso di incremento del consumo interno, senza che ciò comprometta gli obiettivi di sviluppo economico e sociale. In secondo luogo, in riferimento all'offerta di energia, si propone un rafforzamento della sicurezza dell'approvvigionamento, ricorrendo ad uno sviluppo accelerato dell'energia nucleare, alle risorse di idrocarburi e di combustibili solidi nella Comunità, ad un approvvigionamento esterno diversificato e sicuro ed, infine, ad uno sforzo di ricerca e di sviluppo tecnologico che consenta di assicurare lo sviluppo auspicato delle varie fonti di energia. Da ultimo, le Risoluzioni comunitarie fanno proprie le già diffuse preoccupazioni legate alla protezione dell'ambiente richiamando il rispetto degli orientamenti dei programmi nazionali o comunitari in materia, sia nel settore della produzione sia in quello del consumo di energia.

¹⁴ B. POZZO, *Le politiche comunitarie in campo energetico*, in B. POZZO, *Le politiche energetiche comunitarie*, Giuffrè 2009, pag. 10 e ss.

2. LA RISOLUZIONE DEL CONSIGLIO DEL 16 SETTEMBRE 1986 RELATIVA A NUOVI OBIETTIVI COMUNITARI DI POLITICA ENERGETICA PER IL 1995 E ALLA CONVERGENZA DELLE POLITICHE DEGLI STATI MEMBRI E L'ATTO UNICO EUROPEO DEL 1986

Dopo il successo delle Risoluzioni del 1974¹⁵, il Consiglio si preoccupa di predisporre un nuovo piano energetico decennale con obiettivi alquanto ambiziosi. La Risoluzione del Consiglio del 16 settembre 1986¹⁶ presenta, infatti, dei traguardi quali, ad esempio, la limitazione dell'uso del petrolio al 40% del consumo energetico complessivo, un miglioramento dell'efficienza energetica del 20%, un considerevole aumento dell'energia prodotta da fonti nucleari e, soprattutto, da fonti energetiche rinnovabili.

Inutile dire che, in assenza delle fortunate coincidenze alla base dei risultati delle Risoluzioni del 1974, gli obiettivi appena citati rimangono nel libro dei sogni. Ed, infatti, l'utilizzazione di uno strumento non cogente come la Risoluzione (mera manifestazione della volontà degli Stati) e la connessa speranza di una spontanea convergenza delle strategie energetiche dei singoli Stati membri rivelano una strategia debole e destinata al fallimento.

Anzitutto, la previsione di obiettivi, sia qualitativi che quantitativi, del tutto aleatori e non obbligatori si scontra con le evidenti differenze delle politiche energetiche dei diversi Stati¹⁷ e non tiene in alcun conto le evoluzioni tecnologiche e strutturali o eventi contingenti¹⁸.

Un importante risultato, in termini di approccio al problema energetico, va comunque riconosciuto al documento. La risoluzione del 1986, infatti, a differenza delle precedenti del 1974, si preoccupa non solo del problema dell'approvvigionamento di energia dai Paesi extraeuropei, ma anche della realizzazione di un mercato comune in materia attraverso la riduzione delle differenze tra regimi fiscali e la previsioni di meccanismi di concorrenza all'interno della Comunità.

¹⁵ In, effetti, l'efficienza energetica segna un miglioramento del 20% con una diminuzione delle importazioni di energia dai Paesi extraeuropei (passata al 18%) e un calo dell'utilizzo di idrocarburi a fini energetici (dal 23% al 16%). Quanto questi risultati siano ascrivibili ad un effettivo impatto della Risoluzione ed al coordinamento degli Stati membri è difficile dirlo. Senza dubbio è però innegabile che sui dati sopraesposti hanno inciso fortemente la massiccia implementazione della fonte nucleare in alcuni Paesi (la Francia su tutti) e dalla scoperta di nuovi ingenti giacimenti petroliferi nel Mare del Nord.

¹⁶ 86/C 241/01

¹⁷ Esempio: in Italia la fonte energetica di gran lunga più rilevante è il petrolio, mentre in Francia, in quel periodo, l'energia atomica assume un ruolo preminente.

¹⁸ Per esempio il disastro di Chernobyl con la conseguente messa in discussione di tutti i progetti concernenti l'energia nucleare.

La spinta verso un mercato comune dell'energia viene anche dal coevo Atto Unico Europeo¹⁹. Pur non contenendo alcuna menzione della problematica energetica, l'AUE, entrato in vigore il 1° luglio 1987, si propone di completare, al più tardi entro il 31 dicembre 1992, del mercato interno, definito come uno "spazio senza frontiere interne, nel quale è assicurata la libera circolazione delle merci, delle persone, dei servizi e dei capitali" e quindi, per quanto riguarda lo specifico settore dell'energia, rende possibile l'adozione da parte della Commissione di misure finalizzate alla rimozione di tutti quegli ostacoli che ostano al funzionamento del mercato energetico comunitario.

La filosofia dell'Atto Unico Europeo è alla base dell'importante documento della Commissione intitolato "Energia in Europa. Il mercato interno dell'energia"²⁰, che si propone di individuare gli ostacoli che vanno a frapporsi alla realizzazione di un vero mercato dell'energia in relazione a tutte le fonti energetiche²¹.

3. LA CARTA EUROPEA DELL'ENERGIA DEL 1991 E IL TRATTATO SULLA CARTA DELL'ENERGIA DEL 1994

I primi anni '90, con la conclusione della Guerra Fredda, vedono l'adozione di specifiche azioni "paneuropee" per rafforzare la cooperazione in materia energetica tra gli Stati già facenti parte della Comunità Economica Europea e gli Stati in precedenza sotto egemonia sovietica.

La Carta Europea dell'Energia, firmata all'Aja il 17 dicembre 1991, pur essendo un documento giuridicamente non vincolante, si prefigge due importanti finalità: da un lato l'impegno degli Stati CEE a fornire agli Stati ex Patto di Varsavia un ingente quantitativo di capitali e di know how per lo sviluppo economico e delle risorse energetiche, dall'altro la garanzia per i Paesi dell'Europa occidentale di ricevere forniture energetiche che diminuissero la dipendenza dalle importazioni dai Paesi OPEC. Oltre all'istituzione di un'organizzazione internazionale intergovernativa per la cooperazione degli Stati in materia di energia (con un proprio Segretariato generale ed una propria Conferenza)²², le disposizioni più

¹⁹ L'Atto unico europeo (AUE) è stato firmato il 17 febbraio 1986 a Lussemburgo da nove Stati membri e il 28 febbraio 1986 all'Aja dalla Danimarca, dall'Italia e dalla Grecia.

²⁰ Tale documento è stato terminato e pubblicato in data 2 maggio 1988.

²¹ Tale documento viene integrato due anni dopo dal successivo "Il mercato interno dell'energia: prima relazione intermedia", che propone un sostanziale abbattimento dei monopoli di settori, una maggiore trasparenza delle tariffe e, soprattutto, la partecipazione di tutti i cittadini alla produzione di energia.

²² Tale organismo cura i rapporti con gli altri soggetti di diritto internazionale e predispone progetti di protocolli ed emendamenti al Trattato stesso.

importanti del trattato concernono la tutela degli investimenti, lo scambio di materiali e prodotti energetici, il transito e la soluzione delle controversie.

Quanto agli investimenti, il Trattato si prefigge il fine di incoraggiare e di creare condizioni stabili, favorevoli e trasparenti per gli investitori stranieri e applicare agli stessi il trattamento della nazione più favorita o il trattamento da essi concesso ai propri investitori, a seconda di quale regime sia più favorevole.

Il Trattato disciplina altresì il commercio di materiali e prodotti energetici tra le parti contraenti richiamandosi alle disposizioni del GATT e, successivamente, alla luce degli emendamenti introdotti nel 1998, alle regole del WTO. In merito al transito si prevede che ciascuna parte contraente adotti le misure necessarie per agevolare il transito di materiali e prodotti energetici in conformità al principio della libertà di transito e senza restrizione di origine, destinazione o proprietà di tali materiali e prodotti energetici, senza discriminazioni di prezzo basate su tali distinzioni e senza imporre ritardi, restrizioni o oneri non ragionevoli.

Di particolare importanza, per quanto concerne la stretta relazione tra la problematica energetica e la sostenibilità ambientale è il Protocollo della Carta dell'energia sull'efficienza energetica e sugli aspetti ambientali correlati²³. Gli obiettivi del protocollo sono: la promozione di politiche di efficienza energetica compatibili con lo sviluppo sostenibile; la creazione di condizioni quadro che inducano i produttori e i consumatori ad utilizzare l'energia per quanto possibile in maniera economica, efficiente e rispettosa dell'ambiente; l'incoraggiamento della cooperazione nel settore dell'efficienza energetica. In particolare, le parti contraenti si impegnano a fissare politiche di efficienza energetica e adeguati quadri giuridici e regolamentari idonei a promuovere l'efficiente funzionamento dei meccanismi di mercato, compresa una formazione dei prezzi sulla base delle leggi del mercato.

4. IL TRATTATO DI MAASTRICHT ED IL PARERE DEL COMITATO ECONOMICO E SOCIALE SULLA POLITICA ENERGETICA COMUNITARIA DEL 14 SETTEMBRE 1994

Con la firma del Trattato di Maastricht²⁴ viene finalmente previsto che la Comunità potesse adottare misure in materia di energia²⁵, pur in assenza di una specifica devoluzione di competenze alle istituzioni. Nel medesimo Trattato vi sono

²³ Il Protocollo, entrato in vigore il 16 aprile 1998, è stato firmato da 51 Stati e dalla Comunità.

²⁴ Il Trattato di Maastricht è stato firmato il 7 febbraio 1992 ed è entrato in vigore dal 1 novembre 1993.

²⁵ Art. 3, lett. U (già art. G, B, par. 3).

altri importanti riferimenti all'energia, come l'art. 154²⁶, in cui si afferma che la Comunità, concorre all'incentivazione della creazione e dello sviluppo di reti transeuropee nel settore delle comunicazioni, dei trasporti e dell'energia. Il perseguimento di tali obiettivi è affidato agli organismi comunitari, che, anche nello specifico settore dell'energia, sono chiamati a fissare le priorità, le linee guida ed i progetti comuni agli Stati membri²⁷.

Con il parere del Comitato economico e sociale (CESE²⁸) del 14 settembre 1994 intitolato "La politica energetica comunitaria", il problema dell'inserimento nel Trattato CE di specifiche disposizioni concernenti l'energia torna di stretta attualità. Accanto ad un'accurata indagine sulle prospettive energetiche della Comunità e ad un puntuale resoconto delle potenzialità e dei costi sociali ed ambientali di ciascuna fonte energetica (comprese le rinnovabili), il Parere propone di aggiungere, nell'ambito della revisione dei Trattati, un capitolo "energia".

Il capitolo da inserirsi è costituito da quattro articoli, il primo dei quali (art. 130 AA) designa obiettivi di carattere generale (il miglioramento della competitività dell'economia comunitaria e la promozione della qualità della vita dei suoi cittadini) per il cui raggiungimento è necessario mettere in campo politiche miranti alla sicurezza dell'approvvigionamento energetico e alla protezione dell'ambiente, nel quadro dei principi del libero mercato senza dimenticare però la necessaria coesione economica e sociale. Per il conseguimento di simili obiettivi non si può lasciare l'iniziativa in mano ai singoli Stati membri, ma si auspica una politica comune e coerente dell'energia.

Elemento qualificante della politica comune, nelle intenzioni del CESE, è, in primo luogo, la sicurezza dell'approvvigionamento, da conseguirsi attraverso obiettivi indicativi comuni in materia energetica, il coordinamento delle relazioni di politica estera in materia energetica e la definizione di una strategia comune per le situazioni di crisi.

Altri punti cardine della politica energetica comunitaria sono la definizione degli obblighi di servizio pubblico nel settore in esame, le relazioni tra il settore energetico e le altre politiche comunitarie e la coesione economica e sociale.

²⁶ Già art. 129 B.

²⁷ E. GRIPPO, F. MANCA, *Manuale breve di diritto dell'energia*, CEDAM 2008, pag. 44.

²⁸ Il CESE è un organo consultivo dell'Unione europea. Fondato nel 1957, esso fornisce consulenza qualificata alle maggiori istituzioni UE (Commissione, Consiglio e Parlamento europeo) attraverso l'elaborazione di pareri sulle proposte di leggi europee. Il CESE si esprime inoltre con pareri elaborati di propria iniziativa su altre problematiche che a suo giudizio meritano una riflessione.

Sullo sfondo rimane centrale l'idea di realizzare un mercato unico in materia di energia essere armonizzate la fiscalità, la tutela ambientale e l'osservanza degli obblighi di servizio pubblico.

Un particolare sottolineato in più passaggi del Parere è la stretta connessione esistente tra la politica energetica e la politica ambientale comunitaria.

Questo è alla base dell'ampio spazio dedicato ad iniziative di promozione delle fonti energetiche rinnovabili e dell'efficienza energetica. Specularmente, si evidenzia il disfavore verso misure di settore in grado di determinare effetti sproporzionati sull'ambiente, da sostituirsi con formule alternative atte al conseguimento di obiettivi analoghi.

La proposta rimane però lettera morta così come i successivi tentativi di inserimento della tematica energetica nel Trattato CE per mancanza di consenso politico²⁹.

5. IL LIBRO VERDE ED IL LIBRO BIANCO SULL'ENERGIA DEL 1995

Il Libro Verde "Per una politica energetica dell'Unione Europea"³⁰, adottato l'11 gennaio 1995, pone l'ambiente, la sicurezza di approvvigionamento e la competitività industriale, come pilastri della politica energetica europea. Al centro del dibattito ci sono, di nuovo, la creazione di un reale mercato interno dell'energia e la libera circolazione del bene "energia" anche attraverso la concorrenza delle diverse fonti energetiche ovunque collocate all'interno della Comunità.

Ancora una volta si pone l'annoso problema della sicurezza negli approvvigionamenti energetici al quale si cerca di fornire una risposta innovativa sul piano della ricerca (soprattutto per il settore delle rinnovabili) e degli incentivi all'innovazione tecnologica.

Il successivo Libro Bianco sull'energia del 13 dicembre 1995³¹, elaborato sulla scorta dell'ampio dibattito suscitato dal Libro Verde, formula proposte ufficiali relativamente ai problemi sopraelencati: la sicurezza

²⁹ Si pensi al tentativo del maggio 1997 di introdurre un capitolo "Energia" nel Trattato di Amsterdam, iniziativa sostenuta soltanto dall'Italia, dalla Grecia e dal Belgio.

³⁰ COM (1994) 659 def.

³¹ COM (1995) 682 def.

dell'approvvigionamento, la realizzazione di un mercato interno³² e la protezione dell'ambiente.

La necessità di un'azione comune a livello comunitario viene ribadita con forza per evitare che l'agire disorganico degli Stati membri determini risultati deleteri. La vera innovazione del documento risiede, però, nel riconoscimento della diversificazione delle fonti di energia e dell'utilizzazione delle fonti energetiche rinnovabili come imprescindibile strumento per garantire non solo la gestione della dipendenza energetica, ma anche la sostenibilità ambientale.

6. IL LIBRO VERDE DEL 29 NOVEMBRE 2000 "VERSO UNA STRATEGIA EUROPEA DI SICUREZZA DELL'APPROVVIGIONAMENTO ENERGETICO"

Il Libro Verde "Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico"³³ viene adottato il 29 novembre 2000 dopo i ripetuti tentativi non riusciti di inserire un capitolo energia nel Trattato e a seguito della realizzazione del mercato interno dell'energia.

Punto di partenza del documento è un dato di fatto allarmante, ovvero il costante aumento della dipendenza energetica dell'Unione europea dall'esterno³⁴. Per far fronte a questo problema il Libro Verde propone di elaborare una strategia di sicurezza dell'approvvigionamento destinata a ridurre i rischi legati a questa dipendenza. Tale strategia deve, in ogni caso, porre al centro delle future scelte energetiche le preoccupazioni ambientali e segnatamente la lotta contro il cambiamento climatico.

Questa tematica si collega strettamente con la realizzazione del mercato interno, che, attraverso i meccanismi concorrenziali, potrebbe condurre ad un calo dei prezzi dell'energia (e quindi ad un potenziale maggior consumo), difficilmente conciliabile con la lotta contro il cambiamento climatico.

In assenza di nuove competenze comunitarie in materia, la Comunità può, comunque, intervenire attraverso le proprie competenze in vari settori: il mercato interno, l'armonizzazione, l'ambiente e la fiscalità. Di nuovo, però, l'assenza di un consenso politico a favore di una politica energetica comunitaria limita le capacità di intervento delle Istituzioni Comunitarie e, pertanto, il documento rinnova la necessità di aprire un dibattito sul tema.

³² Sulla realizzazione del mercato interno vedi pag. 11 e ss. dove si discorre diffusamente delle direttive 1996/92 CE, 1994/22 CE e 1998/30 CE.

³³ COM (2000) 769 def.

³⁴ Si prevede infatti un aumento delle importazioni di energia dall'attuale 50% del fabbisogno energetico ad un futuro 70%.

Interessanti sono le ricette che il Libro Verde propone per risolvere i problemi appena descritti. In primo luogo, si propone di intervenire sui meccanismi che sono alla base della domanda dei consumatori, incoraggiando un cambiamento del comportamento degli stessi anche attraverso gli strumenti della fiscalità.

Per quanto concerne l'offerta, deve essere data priorità alla lotta contro il riscaldamento climatico, promuovendo, in particolare, lo sviluppo delle energie. A questo riguardo il Libro Verde, poste le capacità espansive quasi nulle dell'energia idroelettrica, chiama in causa altre e poco sfruttate fonti quali l'eolico, il solare, il geotermico e la biomassa³⁵. Sul nucleare il documento non adotta posizioni preconcepite, ma invita ad un dibattito incentrato primariamente sulla lotta contro il riscaldamento climatico, sulla sicurezza dell'approvvigionamento e sullo sviluppo sostenibile.

7. IL PROGETTO DI COSTITUZIONE EUROPEA ED IL TRATTATO DI LISBONA

Una nuova tappa nel dibattito sulle competenze comunitarie in materia di energia è rappresentata dalla Costituzione Europea³⁶ firmata a Roma il 29 ottobre 2004 a Roma.

Con la Costituzione Europea la materia "energia" ottiene una propria autonoma rilevanza nell'ambito del trattato costituzionale, essendo annoverata fra le materie di competenza concorrente (art. I-14): sia gli Stati che l'Unione avrebbero dunque avuto competenza di legiferare e di adottare atti giuridicamente vincolanti sul tema (art. I-12). Una sezione specifica (la n. 10) - nell'ambito della parte III (relativa alle politiche ed al funzionamento dell'Unione), titolo III (concernente le politiche ed azioni interne), capo III (relativo alle politiche in altri settori) – riguarda proprio la materia energetica.

La competenza concorrente non deve essere intesa come una sorta di "pari ordinazione fra l'Unione e gli Stati membri quanto alla elaborazione delle politiche energetiche ed alla loro declinazione in norme di diritto positivo"³⁷, come chiarisce la puntualizzazione contenuta nell'art. I-12, secondo cui gli Stati membri esercitano

³⁵ Per un'analisi specifica del Libro Verde del 29 novembre 2000 si rimanda a pag. 35 e ss.

³⁶ Col termine Costituzione europea si indica impropriamente il Trattato che adotta una Costituzione per l'Europa. Il suo scopo, oltre a quello di sostituire i diversi trattati esistenti che al momento costituiscono la base giuridica dell'Unione Europea, era principalmente quello di dare all'Unione Europea un assetto politico chiaro e tendenzialmente definitivo riguardo le sue istituzioni, le sue competenze, le modalità decisionali, la politica estera.

³⁷ L. MEZZETTI, *Il diritto dell'energia tra Costituzione Europea, Innovazioni Legislative e Riforme Costituzionali*, in Atti Conferenza Nazionale sulla Politica Energetica Nazionale, Bologna, 18-19 Aprile 2005.

la loro competenza nella misura in cui l'Unione non ha esercitato la propria o ha deciso di cessare di esercitarla.

Il fatto che i margini di manovra in capo agli Stati siano molto ristretti trova una conferma in considerazione nel disposto dell'art. III-256 in merito al ruolo che le leggi quadro europee e le leggi europee³⁸ sono chiamate ad esercitare al fine di stabilire le misure necessarie per conseguire gli obiettivi della politica dell'Unione nel settore dell'energia³⁹. In effetti, se la legge quadro o la legge europea non possono incidere sul diritto di uno Stato membro di determinare le condizioni di utilizzo delle sue fonti energetiche, la scelta tra varie fonti energetiche e la struttura generale del proprio approvvigionamento energetico, è comunque fatta salva la possibilità, per il Consiglio dei Ministri dell'Unione, di adottare all'unanimità leggi o leggi quadro europee che stabiliscano misure aventi una sensibile incidenza sulla scelta di uno Stato membro tra diverse fonti di energia e sulla struttura generale dell'approvvigionamento energetico del medesimo.

A tutti è nota la triste fine del progetto di Costituzione a seguito delle bocciature dello stesso nei referendum indetti in Francia e Paesi Bassi. Dopo il naufragio della Costituzione Europea, il trattato di Lisbona pone ancora una volta attenzione ai problemi dell'approvvigionamento energetico e della promozione dell'utilizzo di risorse sostenibili e competitive, riproponendo, nella sostanza, le ricette già contenute nel progetto fallito.

All'energia è dedicato uno specifico titolo del trattato (il XX). In tale sede vengono definiti i principali ambiti e gli obiettivi generali della politica energetica: funzionamento del mercato dell'energia, sicurezza dell'approvvigionamento energetico, efficienza e risparmio energetico, sviluppo di energie nuove e rinnovabili ed interconnessione delle reti. Di assoluta rilevanza è l'introduzione, per la prima volta, del principio di solidarietà per far sì che un paese che si trovi in gravi difficoltà per quanto riguarda l'approvvigionamento energetico possa contare sull'aiuto degli altri Stati membri.

Con il successo della consultazione referendaria irlandese e la ratifica da parte della Repubblica Ceca, il Trattato di Lisbona è entrato in vigore il 1° dicembre 2009 e con esso "lo sviluppo di energie nuove e rinnovabili viene ad inserirsi in una

³⁸ La legge quadro europea e la legge europea avrebbero dovuto sostituire rispettivamente la direttiva e il regolamento.

³⁹ Ovvero: garantire il funzionamento del mercato dell'energia; garantire la sicurezza dell'approvvigionamento energetico dell'Unione; promuovere il risparmio energetico, l'efficienza energetica e lo sviluppo di energie nuove e rinnovabili.

vera e propria competenza a livello europeo e ad acquisire una rilevanza di rango costituzionale.”⁴⁰

B. LA NORMATIVA COMUNITARIA TRA LIBERALIZZAZIONE E SOSTEGNO ALLE ENERGIE ALTERNATIVE

1. LA LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA E LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI. LA DIRETTIVA 96/92/CE

Dopo Maastricht, falliti i numerosi tentativi di inserimento della tematica energetica nei trattati, nel corso degli anni '90 viene affrontata con rinnovato vigore la tematica della realizzazione del mercato interno dell'energia attraverso tre importantissime direttive.

La prima di queste direttive, la 94/22/CE del 30 maggio 1994 relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi⁴¹, opera una sostanziale liberalizzazione della ricerca e della produzione di petrolio e di gas eliminando le restrizioni alla parità di accesso tra le imprese, attraverso la cancellazione di monopoli legali e privilegi prima garantiti agli operatori nazionali.

La decisiva direttiva 96/92/CE del 19 dicembre 1996⁴² “per la liberalizzazione del mercato dell'elettricità, concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia” è il frutto di un'elaborazione quasi decennale in materia. Scopo manifesto della direttiva è la creazione di un mercato unico dell'elettricità di tipo concorrenziale, passando attraverso la liberalizzazione degli scambi e la libertà delle iniziative delle imprese, in modo da offrire la maggiore tutela possibile per i consumatori.

Secondo i considerando 2 e 4 della direttiva in esame il completamento di un mercato dell'energia elettrica concorrenziale costituisce un passo importante per aumentare l'efficienza della generazione, la trasmissione e la distribuzione di tale prodotto, rafforzando nel contempo la sicurezza dell'approvvigionamento e la competitività dell'economia europea nonché rispettando la protezione dell'ambiente.

In questo quadro la direttiva stabilisce norme comuni relative alla produzione, il trasporto e la distribuzione dell'energia elettrica definendo, altresì,

⁴⁰ B. POZZO, *Le politiche comunitarie in campo energetico*, in B. POZZO, *Le politiche energetiche comunitarie*, Giuffrè 2009, pag. 9.

⁴¹ GU L 164 del 30 giugno 1994.

⁴² GU L 27 del 30 gennaio 1997.

le modalità per l'organizzazione ed il funzionamento del settore dell'energia elettrica, l'accesso al mercato, i criteri e le procedure applicabili per quanto riguarda i bandi di gara e le autorizzazioni, nonché l'esercizio delle reti. Nel testo della direttiva è evidente il favor nei confronti delle fonti energetiche rinnovabili, anche in un'ottica di protezione dell'ambiente⁴³. Così, per quanto riguarda l'autorizzazione di nuovi impianti di generazione, essa è soggetta al rispetto di criteri concernenti, tra l'altro, l'ambiente, l'assetto del territorio, l'uso del suolo pubblico, l'efficienza energetica e, soprattutto, la natura delle fonti primarie⁴⁴. Inoltre, in riferimento al gestore della rete di distribuzione, è lasciata agli Stati membri la possibilità di imporre al gestore di privilegiare le fonti energetiche rinnovabili⁴⁵ e di dare la precedenza all'energia ricavata da fonti rinnovabili nelle operazioni di dispacciamento⁴⁶.

La Direttiva 98/30/CE del 22 giugno 1998⁴⁷ risponde alla medesima necessità di realizzazione di un mercato interno relativamente al gas naturale, stabilendo norme comuni per il trasporto, la distribuzione, la fornitura e lo stoccaggio di gas naturale.

Una prima valutazione dei risultati ottenuti con le due direttive di liberalizzazione dell'energia elettrica e del gas è fornita in sede europea dalla Comunicazione della Commissione intitolata "Recenti progressi nella realizzazione del mercato interno dell'elettricità"⁴⁸ in cui si sottolineano i progressi della liberalizzazione del mercato interno dell'elettricità (65 % del mercato è stato aperto, contro il 28 % previsto dalla direttiva), ma allo stesso tempo si richiedono adeguate misure per eliminare gli ultimi ostacoli alla creazione di un reale mercato unico.

Per centrare questo obiettivo, è, a giudizio della Commissione, necessaria la creazione di un sistema di scambi semplice, trasparente e non discriminatorio in modo da sostituire con un effettivo mercato interno comunitario dell'energia i quindici mercati liberalizzati, ma frammentati, che nel frattempo si sono andati a creare.

L'anno seguente, nell'importante documento "Completamento del mercato interno dell'energia"⁴⁹, la Commissione non si limita ad un'analisi prospettica del

⁴³ Così, ad esempio, il considerando 28 della direttiva: "per motivi di protezione dell'ambiente, può essere data la priorità alla generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili."

⁴⁴ Art. 5, Direttiva 1996/92 CE.

⁴⁵ Art. 11 co. 3, Direttiva 1996/92 CE.

⁴⁶ Art. 8 co. 3, Direttiva 1996/92 CE.

⁴⁷ GU L 204 del 21 luglio 1998.

⁴⁸ COM (2000) 297.

⁴⁹ COM (2001) 125.

mercato energetico, ma intende offrire anche strumenti normativi idonei per affrontare i problemi sulla strada di un'effettiva liberalizzazione. La comunicazione contiene, infatti, una proposta di direttiva recante modificazione delle direttive 96/92/CE e 98/30/CE relative a norme comuni per i mercati interni dell'energia elettrica e del gas naturale ed una proposta di regolamento relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica.

La Comunicazione sottolinea che gli effetti dell'apertura del mercato sono stati positivi sia per lo sviluppo del mercato in se stesso sia per importanti settori connessi quali gli obiettivi di servizio pubblico, l'ambiente e la sicurezza dell'approvvigionamento.

Il documento procede poi alla definizione della natura delle misure che sono necessarie per imprimere le spinte indispensabili per il completamento del mercato dell'energia; esse riguardano il grado di apertura del mercato e gli obblighi minimi relativi all'accesso alla rete, alla tutela dei consumatori, alla regolamentazione e alla separazione dell'attività di trasmissione e di distribuzione nelle imprese integrate del gas e dell'elettricità.

Agli effetti positivi sopraelencati possono, a giudizio della Commissione, affiancarsi futuri pericoli legati alla liberalizzazione ed alla conseguente riduzione dei prezzi dell'energia e del gas. Simile abbassamento rischia di avere un effetto devastante sullo sviluppo di tecnologie ecocompatibili in materia di fonti rinnovabili di energia e di uso efficiente dell'energia. Ad una diminuzione del prezzo dell'elettricità corrisponde, di regola, un aumento della domanda per la minore attenzione ai risparmi e all'uso efficiente dell'energia⁵⁰. Non solo: una maggiore disponibilità a costi ridotti di fonti energetiche tradizionali ed inquinanti rende economicamente poco concorrenziali le fonti rinnovabili, nuove e meno sviluppate.

Al fine di evitare simili distorsioni, si rende necessario il costante monitoraggio del mercato non soltanto analizzando i prezzi finali dell'elettricità, ma anche gli indicatori della concorrenza - ad esempio la percentuale di clienti che cambiano fornitore a seguito dell'apertura del mercato, le variazioni delle quote di mercato e l'incidenza di nuove imprese elettriche che entrano sul mercato.

Un ulteriore strumento di controllo, proposto dalla Comunicazione, consiste nell'analisi comparativa tra tariffe di trasmissione e distribuzione in tutta la Comunità per garantire che le autorità nazionali di regolazione dispongano delle

⁵⁰ Il Libro Verde sulla sicurezza dell'approvvigionamento energetico del 2000 – COM (2000) 769- stima una crescita potenziale della domanda intorno al 20% in caso di aumento dei prezzi dell'elettricità.

informazioni necessarie per effettuare un adeguato confronto dei livelli tariffari nazionali.

2. LA RIFORMA DELLE DIRETTIVE SULLA LIBERALIZZAZIONE DI GAS ED ENERGIA. IL RUOLO DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

Negli anni successivi, al fine di accelerare la liberalizzazione dei mercati del gas e dell'energia, si pensa nuovamente ad una riforma delle due direttive madre in materia, senza dimenticare le crescenti preoccupazioni di carattere ambientale legate all'uso eccessivo ed inefficiente di energia ancora per lo più generata da fonti tradizionale ed altamente inquinanti. La commissione a tal fine elabora due differenti proposte di modifica⁵¹ che andranno a costituire la base delle futura direttiva 2003/54/CE⁵² e 2003/55/CE⁵³.

Andando con ordine, occorre sottolineare come la prima proposta contenga numerose ricette per il miglioramento dell'integrazione del mercato interno. Tali proposte sono sintetizzabili in cinque punti fondamentali: l'indipendenza del gestore di rete al fine di garantire un accesso non discriminatorio alla rete stessa; l'applicazione di tariffe trasparenti a tutti gli utenti; la previsione di regimi d'accesso omogenei alle reti; l'istituzione di autorità nazionali indipendenti; la libertà per i clienti di scegliere i fornitori.

Tutte queste istanze sono ribadite nella seconda proposta di modifica alle direttive; tale proposta contiene, però, un più marcato accento sull'ambiente e sul ruolo delle fonti energetiche rinnovabili. In particolare, vengono modificate le direttive con l'aggiunta esplicita di obblighi di servizio pubblico riguardanti la tutela ambientale attraverso la promozione di fonti energetiche rinnovabili e le misure di efficienza energetica e di gestione della domanda (articolo 3, paragrafo 8, della direttiva sull'elettricità, articolo 3, paragrafo 2, della direttiva sul gas). In secondo luogo, la versione emendata dell'art. 22 della direttiva sull'elettricità statuisce che i costi per la connessione di impianti di produzione di elettricità prodotta da fonti

⁵¹ Si veda: Proposta di Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio recante modificazione delle Direttive 1996/92/CE e 1998/30/CE relative a norme comuni per i mercati interni dell'energia elettrica e del gas naturale, in GU C 240 E del 28 agosto 2001 e Proposta modificata di Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio recante modificazione delle Direttive 1996/92/CE e 1998/30/CE relative a norme comuni per i mercati interni dell'energia elettrica e del gas naturale, in GU C 227 E del 24 settembre 2002.

⁵² Direttiva 2003/54/CE del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 96/92/CE, in GU L 176/37 del 15 luglio 2003.

⁵³ Direttiva 2003/55/CE del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 98/30/CE, in GU L 176/57 del 15 luglio 2003.

energetiche rinnovabili e cogenerazione devono essere obiettivi, trasparenti e non discriminatori.

Le proposte e le problematiche messe in luce da questi documenti sono fatte proprie dalle Direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE che attuano una nuova regolamentazione del mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale, abrogando contestualmente le precedenti Direttive 96/92/CE e 98/30/CE.

Rivolgendo l'attenzione alla direttiva 2003/54/CE si può notare come vi siano diversi punti salienti ed innovativi. In primo luogo, la direttiva impone la definizione dettagliata e specifica degli obblighi di servizio pubblico che gli Stati membri possono imporre alle imprese operanti sul proprio territorio, quali: la sicurezza nell'approvvigionamento, la regolarità e la qualità delle forniture, la tutela ambientale (efficienza energetica e protezione del clima), la garanzia di tariffe trasparenti e non discriminatorie, la possibilità per i terzi di accedere alle reti secondo modalità e tariffe stabilite.

In particolare, conformandosi alle indicazioni contenute nelle proposte della Commissione, la Direttiva statuisce che gli Stati membri possano imporre al gestore del sistema che effettua il dispacciamento degli impianti di generazione l'obbligo di dare la precedenza agli impianti di generazione che impiegano fonti energetiche rinnovabili o rifiuti, oppure che assicurano la produzione mista di calore e di energia elettrica⁵⁴.

Di assoluto rilievo è poi il servizio universale che gli Stati membri devono garantire a tutti i clienti civili e, se lo ritengono necessario, anche alle piccole imprese⁵⁵. Si tratta in altre parole del diritto alla fornitura di energia elettrica a qualità e prezzi ragionevoli, comparabili e trasparenti, anche nelle zone territoriali isolate. Sempre a tutela dei consumatori, sono previste una serie di misure che vincolano i fornitori alla trasparenza, alla buona e puntuale informazione, alla concorrenza (ad esempio, non sono ammesse spese per il cambiamento fornitore)⁵⁶.

Particolarmente innovativa è la previsione di cui al comma 6 dell'art. 3 della Direttiva, secondo cui i fornitori hanno l'obbligo di evidenziare, oltre a tutte le informazioni concernenti l'azienda ed al contratto (tariffe, pluralità dei mezzi di pagamento, procedure per ricorsi, ecc.), anche specificazioni relative al mix di combustibili e fonti utilizzate dalle imprese fornitrici.

⁵⁴ Direttiva 2003/54/CE, art. 11, co. 3 e 14 co. 4.

⁵⁵ Direttiva 2003/54/CE, art. 3, co. 3.

⁵⁶ Direttiva 2003/54/CE, art. 3, co. 5.

Infine, la Direttiva dà mandato agli Stati membri affinché designino uno o più organismi competenti con la funzione di autorità di regolamentazione, pienamente indipendenti dagli interessi dell'industria elettrica. Esse hanno il compito, di assicurare la non discriminazione, l'effettiva concorrenza e l'efficace funzionamento del mercato, controllando, in particolare, le condizioni e le tariffe di connessione dei nuovi produttori di elettricità, per garantire che siano obiettive, trasparenti e non discriminatorie, in particolare tenendo pienamente conto dei costi e dei vantaggi delle diverse tecnologie basate sulle fonti energetiche rinnovabili, della generazione distribuita e della produzione combinata di calore ed elettricità⁵⁷.

Ripercorrendo le tappe ed i risultati del processo di liberalizzazione si può certamente concludere che il processo di liberalizzazione abbia prodotto effetti benefici sul piano ambientale. Ed, in effetti, l'interconnessione dei sistemi, favorita dalla creazione di un mercato unico liberalizzato, consente, per esempio, una minore necessità di riserva per paese e di conseguenza un minore spreco di risorse naturali. L'introduzione della libera concorrenza porterà anche ad un incremento dell'efficienza energetica degli impianti di produzione, perché in un tale regime lo spreco di risorse si traduce in prezzi più alti e quindi in una diminuzione della clientela.

Rimangono, comunque, sul tappeto le questioni legate al ruolo che le energie rinnovabili possono giocare nel mercato libero. Il rischio concreto che una riduzione dei prezzi possa avere effetti deleteri sullo sviluppo delle fonti rinnovabili rende necessaria l'adozione di correttivi ai meccanismi tipici di mercato.

C. L'ADOZIONE DI UNA STRATEGIA COMUNE EUROPEA SULLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

1. IL PROTOCOLLO DI KYOTO E LE INIZIATIVE COMUNITARIE SUI CAMBIAMENTI CLIMATICI

La sempre più pressante preoccupazione per l'aumento delle concentrazioni atmosferiche di gas ad effetto serra, dovuto principalmente a fattori antropici, e per le conseguenze negative connesse al riscaldamento della superficie della terra e dell'atmosfera è alla base di importanti iniziative adottate in sede ONU durante gli anni novanta.

⁵⁷ Direttiva 2003/54/CE, art. 21, co. 1, lett. f.

La Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sul Cambiamento Climatico⁵⁸, adottata nel 1992 in occasione del Summit di Rio per fronteggiare gli effetti del cambiamento climatico e rappresenta la conclusione dei lavori della Meteorological Organization e dell'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), si prefigge l'obiettivo di ottenere "la stabilizzazione delle concentrazioni di gas-serra nell'atmosfera a un livello che possa prevenire una pericolosa interferenza antropogenica con il sistema climatico". Ciò deve essere ottenuto in modo tale da consentire che "lo sviluppo economico proceda in maniera sostenibile"⁵⁹.

I principi che animano la convenzione sono sintetizzati all'art. 3: equità intergenerazionale e responsabilità comune ma differenziata tra Paesi sviluppati e Paesi in via di sviluppo; il principio di precauzione, in forza del quale in caso di incertezza scientifica devono essere intraprese azioni per adottare misure e politiche efficienti per anticipare, prevenire o minimizzare le cause del cambiamento climatico; il diritto e il dovere delle Parti di promuovere lo sviluppo sostenibili; un sistema economico internazionale aperto e capace di fornire supporto alla crescita e allo sviluppo economici sostenibili di tutte le Parti, in particolare dei Paesi in via di sviluppo senza che le misure intraprese per combattere il cambiamento climatico costituiscano un mezzo di discriminazione arbitraria e ingiusta o una restrizione camuffata del commercio internazionale. Nonostante i nobili obiettivi della Convenzione e l'adesione alla stessa di numerosi Stati e della Comunità Europea, l'assenza di forza cogente rende necessari interventi attuativi per consentirne l'operatività.

Con il Berlin Mandate del 1995 e, soprattutto, con il protocollo di Kyoto del 1997⁶⁰ le parti prendono finalmente impegni vincolanti sul tema. In tale sede i Paesi firmatari (ed elencati dall'Allegato I della Convenzione) si obbligano a limitare le emissioni di gas serra secondo criteri differenziati specificati nell'Allegato B del Protocollo, entro un primo periodo di adempimento fissato al 2008-2012.

Altro importante risultato è stata l'individuazione di meccanismi flessibili in grado di favorire l'assolvimento degli impegni in modo economicamente efficiente: la Joint Implementation (JI), il Clean Development Mechanism (CDM) e l'Emission

⁵⁸ La Convenzione è entrata in vigore il 21 marzo 1994.

⁵⁹ Art. 2 della Convenzione Quadro della Nazioni Unite sul Cambiamento Climatico in GU L 033 del 07 febbraio 1994.

⁶⁰ Per una panoramica generale sul Protocollo di Kyoto: BREIDNICH, MAGRAW, ROWLEY, RUBIN, *The Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change*, in *American Journal of International Law (AJIL)*, vol. 92, 1998; A. MOLOCCHI, *La scommessa di Kyoto: politiche di protezione del clima e sviluppo sostenibile*, parte II, F. Angeli, Milano, 1998, S. NESPOR – A. CUTRERA, *Rivista giuridica dell'ambiente, speciale Kyoto*, Giuffrè editore, Milano, vol 1, 2005.

Trading, che i Paesi dell'Allegato I possono utilizzare. La Joint Implementation è uno strumento in base al quale un Paese dell'Allegato I (paesi "industrializzati" firmatari del Protocollo) può realizzare un progetto che determini una riduzione delle emissioni di gas serra in un altro paese dell'Allegato I, e spartire, in base a un accordo tra le parti, i crediti relativi alle emissioni evitate. Quando, invece, il finanziamento avviene nei confronti di paesi non appartenenti all'Allegato I, si ricade nel Clean Development Mechanism, acquistando "riduzioni di emissione certificate" (agganciate a progetti CDM) che valgono come riduzione delle emissioni del Paese finanziatore. Da ultimo, Il mercato delle emissioni ("Emissions trading") è uno strumento amministrativo operante a livello internazionale attraverso la quotazione monetaria delle emissioni stesse ed il commercio delle quote di emissione tra stati diversi.

Il 31 maggio 2002⁶¹, l'Unione Europea e gli Stati membri hanno ratificato il protocollo di Kyoto, impegnandosi ad adempiere congiuntamente agli impegni assunti.

Peraltro, anche precedentemente la firma del documento, i problemi del cambiamento climatico e la stretta connessione con la dimensione energetica sono stati al centro delle riflessioni della Commissione Europea. Ci si riferisce, in questa sede, ad importanti documenti programmatici come la Comunicazione del 1997 "La dimensione energetica del cambiamento climatico"⁶².

Il documento in questione rappresenta una sintesi delle sfide alle quali deve rispondere l'Unione Europea, definendo alcune azioni per ridurre in modo redditizio in vista del 2010 le emissioni di gas ad effetto serra del 15% rispetto al livello del 1990. Per ottenere questo importante risultato, a giudizio della Commissione, occorre ridurre l'intensità energetica, grazie ad una migliore gestione delle energie e alla diminuzione dei consumi, facendo maggior ricorso alle fonti energetiche rinnovabili, combinare le politiche e gli strumenti legislativi anche su base volontaria e promuovere un approccio integrato capace di mobilitare l'Unione europea, gli Stati membri, gli enti territoriali e gli operatori economici in causa.

Ulteriori considerazioni sul ruolo delle fonti energetiche rinnovabili per contrastare il cambiamento climatico sono svolte nella Comunicazione della Commissione "Sulle politiche e misure dell'Unione europea per ridurre le emissioni

⁶¹ Il Protocollo di Kyoto è stato approvato con decisione 2002/358/CE del Consiglio 25 aprile 2002, riguardante l'approvazione, a nome della Comunità europea, del protocollo di Kyoto allegato alla convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici e l'adempimento congiunto dei relativi impegni.

⁶² COM (97) 196 def.

di gas a effetto serra: verso un programma europeo per il cambiamento climatico” (ECCP)⁶³ del 2000.

Il documento nasce dalla considerazione che, per realizzare l’obiettivo di Kyoto (ovvero la riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra dell’8% negli anni 2008-2012 rispetto ai livelli del 1990) è necessario uno sforzo considerevole, probabilmente superiore a quello preventivato in quella sede, soprattutto se si tiene conto che i dati più recenti attestano un aumento delle emissioni di anidride carbonica e che, di conseguenza, la mancata adozione di nuovi provvedimenti, potrebbe compromettere irrimediabilmente il perseguimento dell’obiettivo predetto. Pertanto, vengono delineate specifiche iniziative, comprese la promozione di fonti di energia rinnovabile, l’implementazione degli impianti di cogenerazione, una maggiore efficienza energetica nella distribuzione dell’energia ed un’utilizzazione razionale dell’energia nell’edilizia.

Il Libro Verde sullo scambio di diritti di emissione ad effetto serra⁶⁴, adottato contestualmente alla comunicazione, costituisce un importante punto di partenza in vista della ratifica del Protocollo di Kyoto da parte dell’UE. L’importante iniziativa prevede l’istituzione di un sistema di scambio dei diritti di emissione all’interno dell’Unione, per il settore dell’energia e dei grandi impianti industriali, nonché l’adozione di misure finalizzate all’abbattimento delle emissioni provenienti da fonti specifiche.

In particolare, il Libro Verde spiega il funzionamento del sistema per lo scambio, all’interno dell’Unione, dei diritti di emissione di gas ad effetto serra, elevandolo a strumento potenziale per il controllo del cambiamento climatico. Tale meccanismo si traduce essenzialmente nel ripartire tra le imprese dei diritti iniziali di emissioni di gas inquinanti sulla base di obiettivi ambientali fissati dai rispettivi governi e nel determinare le modalità di assegnazione delle quote tramite la vendita all’asta o all’assegnazione gratuita; tali quote potranno essere successivamente scambiate tra le varie imprese.

Sulla scorta del dibattito lanciato dal Libro Verde in merito all’opportunità e alle modalità di funzionamento di un meccanismo che consenta lo scambio delle quote di emissioni di gas a effetto serra all’interno dell’Unione europea e dopo l’adesione europea al Protocollo di Kyoto, viene elaborata la Direttiva 2003/87/CE che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissione di gas ad effetto serra nella Comunità⁶⁵.

⁶³ COM (2000) 88 def.

⁶⁴ COM (2000) 87 def.

⁶⁵ GU L 257/32 del 25 ottobre 2003.

La finalità della Direttiva è quella di promuovere la riduzione delle emissioni secondo criteri di efficacia dei costi ed efficienza economica, rivolgendosi, in particolare, alle emissioni di anidride carbonica provenienti da attività di combustione energetica, produzione e trasformazione dei metalli ferrosi, lavorazione prodotti minerari, produzione di pasta per carta, carta e cartoni.

La Direttiva prevede una duplice obbligazione per gli impianti da essa regolati ovvero la necessità per operare di possedere un permesso all'emissione in atmosfera di gas serra e l'obbligo di rendere alla fine dell'anno un numero di quote (o diritti) d'emissione pari alle emissioni di gas serra rilasciate durante l'anno.

Le autorità competenti, previa verifica da parte delle stesse della capacità dell'operatore dell'impianto di monitorare nel tempo le proprie emissioni di gas serra, rilasciano il permesso di emissione, determinando le quote sulla base di un piano di allocazione nazionale⁶⁶. Una volta rilasciate, le quote possono essere vendute o acquistate; tali transazioni possono vedere la partecipazione sia degli operatori degli impianti coperti dalla direttiva, sia di soggetti terzi (intermediari, organizzazioni non governative, singoli cittadini)⁶⁷; il trasferimento di quote viene registrato nell'ambito di un registro nazionale. La previsione di un simile meccanismo dovrebbe essere propizio per incoraggiare l'utilizzo di tecnologie energetiche più efficaci, compresa la tecnologia della cogenerazione di energia termica ed elettrica⁶⁸, il risparmio e l'efficienza energetica, nonché le energie prodotte da fonti rinnovabili.

2. LO SVILUPPO DELLA STRATEGIA EUROPEA SULLE FONTI RINNOVABILI

L'importanza strategica delle fonti rinnovabili, sia dal punto di vista ambientale che dal punto di vista della sicurezza energetica, è il punto di partenza nel tentativo di sviluppo di una strategia europea per l'energia rinnovabile. Il primo atto di questo lungo percorso è rappresentato dal Libro Verde "Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili" del 19 novembre 1996⁶⁹. In questo documento si sottolinea la necessità di una "promozione ad ampio spettro" delle fonti rinnovabili come l'incentivazione di opportune iniziative politiche nel settore agricolo, della ricerca e dello sviluppo tecnologico, che includano politiche ambientali, fiscali, regionali e dimostrative.

⁶⁶ Art. 6 e 9 della Direttiva 2003/87/CE.

⁶⁷ Art. 12 della Direttiva 2003/87/CE.

⁶⁸ Considerando 20 della Direttiva 2003/87/CE.

⁶⁹ COM (96) 576 def.

Sulla base del Libro Verde e di successivi dibattiti che hanno coinvolto istituzioni comunitarie, enti pubblici e privati, associazioni, agenzie nazionali, ecc., si è giunti alla stesura del Libro Bianco “Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili” del 25 novembre 1997⁷⁰, con il quale viene definito un ampio ventaglio di interventi e misure per lo sviluppo delle fonti rinnovabili.

Il documento prende le mosse dalla considerazione che le fonti energetiche rinnovabili sono sfruttate nell’Unione Europea in maniera disomogenea e insufficiente e contribuiscano al consumo globale in modo molto ridotto (circa il 6%), malgrado molte di esse siano disponibili in abbondanza e il potenziale economico effettivo sia considerevole. Da qui la necessità di implementare queste fonti alternative di energia.

Diverse sono le ragioni per investire sulle rinnovabili. Anzitutto, senza un concreto apporto delle fonti energetiche alternative, diviene sempre più difficile rispettare gli impegni a livello europeo e internazionale da essa sottoscritti in materia di protezione ambientale. Occorre poi considerare l’utilità delle fonti rinnovabili per risolvere, o quantomeno attenuare, i problemi della dipendenza delle importazioni e della sicurezza dell’approvvigionamento⁷¹.

Lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili potrebbe avere un’altra positiva implicazione socio-economica, contribuendo attivamente alla creazione di posti di lavoro, soprattutto a livello delle piccole e medie imprese che hanno un ruolo centrale nel tessuto economico della Comunità e che effettivamente costituiscono la maggioranza nei vari settori dell’energia rinnovabile.

Nonostante il progresso tecnologico in materia e la diminuzione dei costi, le rinnovabili stentano ancora ad essere concorrenziali rispetto alle altre fonti tradizionali. Le innovazioni tecniche di per sé non possono eliminare i numerosi ostacoli che impediscono la penetrazione sui mercati dell’energia delle tecnologie sull’energia rinnovabile. In particolare, i prezzi per la maggior parte dei combustibili fossili sono ancora relativamente bassi e non favoriscono quindi il ricorso alle rinnovabili.

Per questo occorre introdurre misure politiche e correttivi al mercato idonei a raddrizzare l’equilibrio a sostegno delle rinnovabili, soprattutto in relazione alle già menzionate problematiche in materia di ambiente e di sicurezza. Quali allora le strategie da proporre per fare emergere le fonti energetiche rinnovabili e farle

⁷⁰ COM (97) 599 def.

⁷¹ La dipendenza dell’UE dalle importazioni di energia, già del 50%, dovrebbe aumentare nei prossimi anni e raggiungere, in assenza di interventi, il 70% nel 2020.

penetrare nel mercato energetico? La risposta del Libro Bianco si articola secondo quattro direttrici principali.

In primo luogo, dal momento che l'elettricità è il settore energetico più importante⁷², è fondamentale garantire l'accesso delle rinnovabili alle reti di elettricità a prezzi equi. Il quadro giuridico fornito dalle direttive comunitarie - in particolare dalla Direttiva 96/92/CE sulla liberalizzazione del mercato dell'energia - può, in questo senso, costituire la base per addivenire al grado necessario di armonizzazione legislativa. Si pensi, ad esempio all'articolo 8 della summenzionata direttiva che consente agli Stati membri di imporre l'obbligo di dare la precedenza all'elettricità ricavata dalle fonti rinnovabili nelle operazioni di dispacciamento o all'articolo 24 secondo cui possono essere compatibili con la direttiva anche altri regimi per la promozione delle rinnovabili. Tutti gli Stati membri o la maggioranza di essi prevedono di inserire questi regimi preferenziali nel recepimento della direttiva, ma è necessario che essi siano armonizzati a livello comunitario. In effetti, l'esistenza di differenze significative tra gli Stati membri circa l'entità del sostegno assegnato all'energia rinnovabile e le modalità dei relativi finanziamenti possono dare adito a notevoli distorsioni commerciali non legate all'efficienza.

Secondariamente, il Libro Bianco delinea misure di sostegno di carattere fiscale e finanziario, muovendo dalla considerazione che i benefici ambientali connessi con le energie rinnovabili giustificano condizioni di finanziamento favorevoli. In particolare, accanto alle non sempre idonee "tariffe verdi"⁷³, è opportuno stabilire un deprezzamento flessibile degli investimenti sulle energie rinnovabili ed un trattamento fiscale favorevole per il finanziamento tramite terzi delle energie rinnovabili.

In secondo luogo, occorre prevedere meccanismi incentivanti, quali sovvenzioni all'avviamento per i nuovi impianti di produzione, le piccole medie imprese e la creazione di nuovi posti di lavoro e incentivi finanziari all'acquisto da parte dei consumatori di apparecchiatura e servizi alimentati da fonti energetiche rinnovabili. Si rende altresì necessaria l'introduzione di misure specifiche per aumentare l'attuale quota di mercato dei biocombustibili liquidi e del biogas.

La Commissione considera, in particolare, l'opportunità di implementare la quota dei biocombustibili dallo 0,15% ad una percentuale da definire in collaborazione con gli Stati membri. L'effetto ambientale globale, pur variando da un biocombustibile all'altro e dipendendo dal tipo di coltura prescelto e dalle

⁷² Questo settore, infatti, rappresenta da solo il 40% del consumo lordo di energia nell'Unione Europea.

⁷³ Tali misure sono già state applicate da alcuni Stati membri, con esiti non sempre positivi, facendo appello alla solidarietà volontaria in materia ambientale da parte dei consumatori.

colture sostituite, è evidente in termini di riduzioni delle emissioni inquinanti. Per il biogas, invece, si punta sulla promozione della produzione di gas di discarica o biogas proveniente dall'industria alimentare o dalle aziende, per conseguire benefici a livello di energia e di ambiente.

Da ultimo, la Commissione auspica una riduzione dei consumi energetici nei settori domestico e terziario migliorando l'intensità energetica in generale e utilizzando maggiormente nelle ristrutturazioni e nei nuovi edifici le rinnovabili, come l'energia solare. L'obiettivo prefissato è quello di raggiungere un decremento del 50% nel consumo totale di energia in questo settore entro il 2010 attraverso la promozione di tecnologie solari attive e passive, nonché tramite un miglioramento dell'efficienza energetica negli edifici con l'adozione di nuovi materiali edilizi.

In concomitanza con le misure sopraelencate, la Commissione prevede di mettere in campo un'efficace strategia di marketing per promuovere le fonti energetiche rinnovabili e per contrastare l'alto livello di disinformazione in materia. In tale direzione, Altener II⁷⁴, ovvero il programma non tecnologico di promozione delle fonti energetiche rinnovabili nell'Unione Europea, si propone di contribuire a creare le condizioni giuridiche, socioeconomiche ed amministrative necessarie per attuare un piano d'azione comunitario per le fonti energetiche rinnovabili, nonché promuovere gli investimenti privati e pubblici nei settori della produzione e dello sfruttamento delle energie a partire da fonti rinnovabili.

Nel già citato⁷⁵ Libro Verde "Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico" del 2000⁷⁶ il tema del sostegno alle rinnovabili torna con forza al centro della discussione politica e giuridica. Le motivazioni sono abbastanza ovvie e concernono tanto la sicurezza dell'approvvigionamento energetico quanto la tutela dell'ambiente.

Sotto il primo punto di vista, le rinnovabili risultano, a medio termine, l'unica fonte energetica sulla quale i Paesi europei hanno un certo margine di manovra per accrescere l'offerta. Chiaramente, affinché da mera alternativa potenziale le rinnovabili si sviluppino come fonti energetiche del futuro, è necessario un supporto politico ed economico, accompagnato da una vera politica della domanda a favore di una razionalizzazione e di una stabilizzazione del consumo di energia.

L'obiettivo, fissato dal Libro Verde, è quello di ottenere una crescita della produzione di energia rinnovabili sia in termini relativi (implementando la quota di

⁷⁴ Proposta di Decisione del Consiglio concernente un programma pluriennale di promozione delle fonti energetiche rinnovabili nella comunità – ALTENER II, COM (97) 87 def.

⁷⁵ Si veda pagina 20 e seguenti.

⁷⁶ COM (2000) 769 def.

approvvigionamento del 6% al 12%), che assoluti (nel 2000, 85 milioni di tep). Per fare questo occorre agire in due direzioni: scegliere quali sono le fonti energetiche rinnovabili con più possibilità di sviluppo ed eliminare gli ostacoli frapposti al loro sviluppo.

Per quanto concernono i potenziali di crescita, pochi o nulli sono quelli relativi all'energia idroelettrica⁷⁷ dal momento che c'è una forte resistenza da parte delle comunità locali all'istallazione di nuovi impianti. Ne consegue che qualche chance di sviluppo è lasciata solo alle istallazioni poco impattanti e quindi alla mini-idraulica.

Meglio quindi puntare su fonti diverse come la biomasse che, essendo una risorsa diffusa e polivalente, può essere usata sia per il riscaldamento che per l'elettricità⁷⁸. In particolare, nonostante il loro costo importante, occorre garantire la continua presenza di biocarburanti e altri carburanti alternativi, come pure la loro crescita sul mercato dei combustibili⁷⁹. La promozione dei biocarburanti è importantissima sotto il profilo ambientale, in quanto emettono 40-80 % in meno di gas serra degli altri combustibili fossili, nonché meno particelle, monossido e diossido di carbonio.

In seconda battuta, l'attenzione del documento si sposta sullo sviluppo dell'energia elettrica di origine eolica, che, grazie allo sviluppo tecnologico settoriale, potrebbe diventare competitiva e fare concorrenza alle energie convenzionali sempreché sia fatta oggetto di un programma comune a livello europeo.

Alla base di qualsiasi strategia concernente le energie rinnovabili c'è, in ogni caso, la rimozione degli ostacoli d'ordine strutturale allo sviluppo. E' indubbio che il sistema economico e sociale è stato progettato e sviluppato in modo centralizzato attorno alle energie convenzionali (carbone, petrolio, gas naturale e nucleare) e soprattutto attorno alla produzione elettrica⁸⁰.

Il problema più importante rimane però di ordine finanziario e nasce dalla considerazione che molte fonti rinnovabili, prima di poter raggiungere la soglia di redditività, hanno bisogno di aiuti al funzionamento per periodi relativamente lunghi. Per questo la Commissione sottolinea la necessità di programmare investimenti iniziali importanti, anche attraverso l'applicazione alle fonti

⁷⁷ Questa fonte energetica rappresenta nel 2000 circa due terzi della produzione da fonti energetiche rinnovabili.

⁷⁸ Si pensi all'enorme potenziale dei residui forestali e agricoli ancora non stato sfruttato.

⁷⁹ La quota di mercato dei biocarburanti nel 2000 è pari allo 0,15%.

⁸⁰ Cfr. Libro Verde "Verso una strategia europea di sicurezza all'approvvigionamento", pag. 46.

energetiche più redditizie - nucleare, petrolio, gas – di una forma di contributo allo sviluppo delle energie rinnovabili.

La questione va anche regolata nel quadro della sussidiarietà, adeguando le normative nazionali, regionali e locali in materia di urbanesimo e occupazione del suolo per conferire una chiara priorità alla realizzazione di impianti di produzione delle energie rinnovabili.

Infine, a giudizio della Commissione non è da sottovalutare l'opposizione delle popolazioni all'istallazione di impianti per le energie rinnovabili e gli ostacoli di carattere burocratico-amministrativo, con i connessi costi di investimento supplementari.

3. LA DIRETTIVA 2001/77/CE SULLA PROMOZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA PRODotta DA FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

La considerazione del sottosfruttamento delle fonti rinnovabili e la consapevolezza degli ostacoli di carattere economico e burocratico allo sviluppo delle FER sono gli elementi qualificanti di un importantissimo atto normativo comunitario di politica energetica, la Direttiva 2001/77/CE sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità del 27 settembre 2001⁸¹.

La Direttiva, ricollegandosi alle determinazioni del Libro Bianco sulle fonti energetiche rinnovabili del 1997⁸², considera come prioritario l'obiettivo della promozione di tali energie alternative, per motivi di sicurezza e diversificazione dell'approvvigionamento energetico, protezione ambientale e coesione economica e sociale⁸³. Per ottenere risultati apprezzabili è però essenziale la fissazione di obiettivi vincolanti e ambiziosi in materia di fonti energetiche rinnovabili a livello nazionale.

Gli obiettivi indicativi fissati dai singoli Stati membri dovranno necessariamente essere compatibili con gli impegni nazionali assunti nel contesto degli obblighi in materia di cambiamenti climatici contratti dalla Comunità a titolo del protocollo di Kyoto⁸⁴, nonché con l'obiettivo indicativo globale del 12% del consumo interno lordo di energia entro il 2010 e in particolare con una quota indicativa del 22,1% di elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili sul

⁸¹ GU L 283/33 del 27 ottobre 2001.

⁸² Per i contenuti del Libro Bianco si rimanda a pagina 33.

⁸³ Considerando 2 della Direttiva 2001/77/CE.

⁸⁴ Considerando 6, art. 3 co. 2 della Direttiva 2001/77/CE .

consumo totale di elettricità della Comunità entro il 2010⁸⁵. Affinché gli impegni assunti non rimangano enunciazioni ipotetiche, la Direttiva prevede che ogni due anni gli Stati inviino una relazione sui progressi compiuti, indicando altresì il grado di coerenza tra le misure adottate e gli impegni nazionali sui cambiamenti climatici⁸⁶.

Per implementare le fonti energetiche rinnovabili la fissazione di obiettivi, per quanto cogente, non è ovviamente sufficiente. E', infatti, oltremodo necessario un sostegno politico e, soprattutto, economico tale che le fonti energetiche rinnovabili divengano concorrenziali sul mercato. L'esperienza degli Stati membri va in questa direzione con l'applicazione di meccanismi diversi di incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili a livello nazionale, ivi compresi i certificati verdi, aiuti agli investimenti, esenzioni o sgravi fiscali, restituzioni d'imposta e regimi di sostegno diretto dei prezzi⁸⁷. Tali regimi di sostegno, peraltro, tengono conto sia del profilo tecnologico sia della dimensione economica concernente la fase di sviluppo di ogni singola tipologia di fonte energetica rinnovabile⁸⁸.

In mezzo a un simile frastagliato ventaglio di strumenti, la Direttiva si propone di garantire il buon funzionamento di questi meccanismi fino a che sia maturata l'esperienza necessaria per l'introduzione di un quadro comunitario allo scopo di mantenere la fiducia degli investitori.

La Direttiva riconosce che la varietà degli strumenti incentivanti possa costituire un fatto positivo, in quanto preziosa fonte di informazioni sulle buone pratiche per la promozione dell'energia elettrica verde. Nondimeno, la Commissione deve cercare di fare un po' di ordine nelle discipline nazionali e regionali degli Stati membri e, soprattutto, verificare la compatibilità di questi strumenti con le regole che disciplinano il mercato interno dell'elettricità.

Per questo motivo l'articolo 4 della direttiva stabilisce che la Commissione presenta, entro il 27 ottobre 2005, una relazione ben documentata sull'esperienza maturata durante l'applicazione e la coesistenza dei diversi meccanismi utilizzati negli Stati membri⁸⁹. La relazione valuta il successo, compreso il rapporto costo-efficacia, dei regimi di sostegno che promuovono il consumo di elettricità da fonti di energia rinnovabili, conformemente agli obiettivi indicativi nazionali. Lo stesso articolo stabilisce, inoltre, che la relazione è corredata, se necessario, di una

⁸⁵ Art. 3 co. 4 della Direttiva 2001/77/CE.

⁸⁶ Art. 3 co. 3 della Direttiva 2001/77/CE.

⁸⁷ Considerando 14 della Direttiva 2001/77/CE.

⁸⁸ B. POZZO, *Le politiche comunitarie in campo energetico*, in B. POZZO, *Le politiche energetiche comunitarie*, Giuffrè 2009, pag. 43 e ss.

⁸⁹ La comunicazione è stata presentata il 7 dicembre 2005 ed è intitolata "Il sostegno a favore dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili". COM(2005) 627 def.

proposta relativa a un quadro comunitario per i regimi di sostegno dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili.

La proposta dovrebbe contribuire al conseguimento degli obiettivi indicativi nazionali, essere compatibile con i principi del mercato interno dell'elettricità e tenere conto delle caratteristiche delle diverse fonti energetiche rinnovabili, oltre che delle diverse tecnologie e delle differenze geografiche. Essa, inoltre, dovrebbe essere il più semplice ed efficace possibile (particolarmente in termini di costi), in modo da promuovere l'uso efficiente delle fonti energetiche rinnovabili, e prevedere periodi di transizione sufficienti di almeno sette anni, così da mantenere la fiducia degli investitori ed evitare costi non recuperabili⁹⁰.

L'accesso alla rete, ad un prezzo ragionevole e trasparente, costituisce l'obiettivo principale dell'articolo 7 della direttiva 2001/77/CE e costituisce un elemento essenziale per incrementare la produzione di energia da fonti rinnovabili, anche perché i produttori da fonti energetiche rinnovabili sono spesso di piccole dimensioni e dislocati in zone isolate.

La direttiva, pertanto, invita gli Stati membri ad adottare misure per agevolare l'accesso alla rete dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili. Per sostenere e ripartire i costi d'investimento di rete, sono necessarie regole trasparenti ed eque tali da non discriminare i produttori di energie rinnovabili.

Allo stesso modo è necessario che gli Stati membri garantiscano che la tariffazione dei costi di trasmissione e di distribuzione non penalizzi l'elettricità prodotta a partire da fonti energetiche rinnovabili, compresa in particolare l'elettricità proveniente da zone periferiche, quali le regioni insulari e le regioni a bassa densità di popolazione.

La Direttiva 2001/77/CE, al fine di agevolare gli scambi commerciali e garantire la trasparenza nei confronti dei consumatori, impone agli Stati membri di istituire un sistema che garantisca l'origine dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili attraverso il rilascio della garanzia di origine, se richiesta⁹¹. L'operazione di rilascio può essere affidata a organismi ad hoc, che siano indipendenti dalle attività di produzione e di distribuzione.

A riguardo, bisogna ricordare che la Direttiva 2003/54/CE relativa al mercato interno dell'elettricità, adottata dopo la Direttiva 2001/77/CE prevede all'articolo 3, paragrafo 6, che gli Stati membri sono tenuti ad istituire un sistema di divulgazione del mix energetico utilizzato e del relativo impatto ambientale. Tale

⁹⁰ Considerando 16 ed art. 4 della Direttiva 2001/77/CE.

⁹¹ Art. 5 della Direttiva 2001/77/CE.

disposizione, di portata più ampia rispetto a quella di cui all'art. 5 della Direttiva 2001/77/CE, è certamente importante per il conseguimento dell'obiettivo di un'informazione trasparente dei consumatori, in quanto riguarda l'intero settore dell'energia elettrica e non solo l'elettricità prodotta da fonti rinnovabili.

Da ultimo, la Direttiva mira a snellire e semplificare le procedure autorizzative, considerevolmente diverse da uno Stato membro all'altro. L'assunto del legislatore comunitario è abbastanza intuitivo: il successo di un'attività economica che si intende promuovere dipende in buona parte dal modo in cui le procedure di autorizzazione⁹² sono regolate.

La Direttiva mira, dunque, ad un adattamento in senso efficientista dell'intera procedura di autorizzazione, corrispondendo a tre obiettivi chiave:

- Ridurre gli ostacoli normativi e di altro tipo all'aumento della produzione di elettricità da fonti energetiche rinnovabili;
- Razionalizzare e accelerare le procedure all'adeguato livello amministrativo;
- Garantire che le norme siano oggettive, trasparenti e non discriminatorie e tengano pienamente conto delle particolarità delle varie tecnologie per le fonti energetiche rinnovabili⁹³.

Tali finalità richiedono un chiaro impegno dei governi centrali e delle autorità regionali e comunali per definire chiaramente le competenze a tutti i livelli stabilendo orientamenti chiari in materia di procedure di autorizzazione e una ripartizione precisa delle responsabilità ed istituendo procedure più snelle per i piccoli progetti. Gli obiettivi fissati non si traducono, però, in mere enunciazioni di principio in quanto l'art. 9 vincola gli Stati membri ad adottare le disposizioni legislative, regolamentari ed amministrative necessarie per conformarsi alla Direttiva entro il 27 ottobre 2003⁹⁴.

4. I PROGRESSI DEGLI STATI MEMBRI VERSO GLI OBIETTIVI IN MATERIA DI FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

E' doveroso, a questo punto, valutare gli effetti prodotti nel breve periodo dal quadro di sostegno delineato dalla Direttiva 2001/77/CE per le fonti energetiche rinnovabili.

⁹² S. FANETTI, *La semplificazione delle procedure autorizzative e il ruolo delle regioni, degli enti e delle comunità locali nello sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili*, in *Le politiche energetiche comunitarie*, a cura di B. POZZO, Giuffrè 2009, pag. 157 e ss.

⁹³ Considerando 20 ed art. 6 della Direttiva 2001/77/CE.

⁹⁴ L'Italia adotterà tali misure attraverso il D.Lgs 387 del 29 dicembre 2003.

Per compiere questa operazione può essere utile avvalersi delle osservazioni svolte dalla Commissione in due importanti documenti: la Comunicazione del 26 maggio 2004 “La quota di fonti energetiche rinnovabili nell'UE”⁹⁵ e la Comunicazione del 7 dicembre 2005 “Il sostegno a favore dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili”⁹⁶.

Il primo dei documenti appena citati consiste nella relazione che la Commissione è formalmente tenuta a presentare a norma dell'articolo 3 della direttiva 2001/77/CE, vagliando i risultati ottenuti dall'UE15 nel conseguire gli obiettivi nazionali per il 2010 nel settore dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili: ovvero un consumo di elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili pari al 22% e un utilizzo di energia proveniente da fonti rinnovabili pari ad almeno il 12% sul consumo globale.

Il quadro tracciato dalla Comunicazione è a tinte fosche. Alcuni Paesi (Danimarca, Germania, Spagna, Finlandia, Svezia, Austria) sono indubbiamente sulla buona strada, mentre altri Stati membri come il Portogallo e la Grecia presentano difficoltà maggiori.

Alla luce dei dati in possesso della Commissione, si valuta una crescita potenziale inferiore alle aspettative della Direttiva e, pertanto, gli Stati sono sollecitati a varare rapidamente politiche più ambiziose. In mancanza di interventi, si prevede che nella UE15 la quota delle energie rinnovabili sul totale del consumo di energia elettrica si fermerà al 18-19% contro un obiettivo del 22% fissato per il 2010.

La Comunicazione dà atto, comunque, che l'aumento di produzione di energia eolica ha superato le aspettative con ulteriori prospettive di crescita per il futuro. Entro il 2010 si prevede operativo un numero doppio di impianti per la produzione di energia eolica rispetto a quanto preventivato. L'industria europea dell'energia eolica ha la leadership mondiale in questo settore tecnologico, con una quota sul mercato mondiale che raggiunge il 90%. L'energia eolica ha raggiunto rapidamente una capacità di 60 TWh in un anno eolico medio e tuttavia rappresenta solo il 2,4% del consumo di energia elettrica nella UE. Inoltre, la forte crescita del settore eolico non è stata sufficiente per compensare la lentezza dello sviluppo nel settore della biomassa e del solare.

Si pone, con rinnovata attenzione, la questione di un migliore coordinamento delle politiche quadro nel settore. In generale, per garantire una crescita stabile sono necessari ulteriori progressi per migliorare l'accesso alla rete

⁹⁵ COM (2004) 366 def.

⁹⁶ COM (2005) 627 def.

dell'energia proveniente da fonti rinnovabili e la rimozione degli ostacoli amministrativi.

Inoltre, per conseguire entro il 2010 l'obiettivo di portare al 12% la quota delle energie rinnovabili sul consumo globale di energia nella UE15, è necessario adottare misure non solo nel settore dell'elettricità, ma anche nei settori dei trasporti e del riscaldamento oltre a misure per migliorare l'efficienza energetica.

La Commissione propone, altresì, una serie di ulteriori interventi concreti da attuare a livello nazionale e comunitario. Anzitutto, nel pieno rispetto delle norme del trattato, dovrebbero essere elaborati regimi di sostegno più efficienti. La Comunicazione sostiene che, per il conseguimento dell'obiettivo del 12% nella Unione Europea a 15, è necessario predisporre investimenti compresi tra 10 e 15 miliardi di euro. Tali investimenti non possono gravare unicamente sul settore pubblico, ma devono essere sostenuti anche da quello privato, attraverso la previsione di tariffe di alimentazione, certificati verdi, meccanismi basati sul mercato, esenzioni fiscali.

La Commissione si impegna, infine, a porre in essere nuove azioni concrete ed, in particolare, un piano coordinato per potenziare l'uso della biomassa come fonte energetica nella UE, un impegno maggiore per favorire l'uso di biocarburanti e la valutazione di una politica dell'energia eolica off-shore per la UE, potenziando le necessarie infrastrutture di rete.

La Comunicazione del 2005 "Il sostegno a favore dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili" risponde a esigenze diverse: fornire un inventario e una descrizione dell'esperienza maturata nell'applicazione e nella coesistenza dei vari meccanismi utilizzati negli Stati membri a favore dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili, così come previsto dall'art. 4 della Direttiva 2001/77/CE; elaborare, ai sensi dell'articolo 8 della Direttiva, una relazione concernente gli ostacoli amministrativi e le questioni di rete e l'attuazione della garanzia di origine sull'energia elettrica rinnovabile; proporre un piano di coordinamento dei sistemi esistenti che si basa su due elementi fondamentali: la cooperazione tra paesi e l'ottimizzazione dei regimi nazionali che porteranno probabilmente ad una convergenza dei sistemi⁹⁷.

Per ciò che concerne i regimi di sostegno alle FER, la Commissione valuta positivamente la concorrenza tra sistemi nazionali, almeno nel breve-medio periodo, in quanto viene offerta una maggiore varietà di soluzioni e vantaggi. In secondo luogo, a giudizio della Commissione, è ancora troppo presto per confrontare i vantaggi e gli svantaggi di meccanismi di sostegno già consolidati con

⁹⁷ Pag. 4 della Comunicazione "Il sostegno a favore dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili".

quelli dei sistemi relativamente recenti. Considerati questi elementi, appare opportuno attendere a proporre un sistema europeo armonizzato.

Piuttosto, appare più utile l'intensificazione del coordinamento tra i paesi sotto forma di una "cooperazione", nonché un processo di ottimizzazione dei sistemi nazionali in modo da ridurre l'instabilità e l'inefficienza di questi sistemi che si traducono generalmente con un aumento dei costi per il consumatore. A questi fini è fondamentale che gli Stati membri operino per ottenere stabilità legislativa in materia e la riduzione degli rischi di investimento. Non solo: come sottolineato anche dalla Direttiva 2001/77/CE, è necessaria la riduzione degli ostacoli amministrativi, comprendente lo snellimento delle procedure amministrative.

Ritornano nel documento questione annose come le problematiche di accesso alla rete e di trasparenza delle condizioni di allacciamento. A questo proposito, la Commissione raccomanda, anzitutto, di garantire la piena trasparenza e non discriminazione dei principi del sostegno e della ripartizione dei costi. In secondo luogo, occorre lavorare per lo sviluppo indispensabile dell'infrastruttura di rete in modo da prepararsi per l'incremento futuro della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. In terzo luogo, è necessario che i costi legati allo sviluppo dell'infrastruttura di rete devono rimangano a carico degli operatori di rete. Infine, i prezzi dell'energia elettrica nella rete devono essere equi e trasparenti e tenere conto dei vantaggi legati alla produzione integrata⁹⁸.

Interessanti sono poi l'attenzione posta dal documento sulla diversificazione tecnologica e sulle sue implicazioni a livello normativo e fiscale, nonché l'associazione tra le iniziative con azioni in materia di efficienza energetica e gestione della domanda.

In particolare, a riguardo di quest'ultimo aspetto, è bene sottolineare che il progresso della produzione di elettricità rinnovabile può essere vanificato dall'aumento eccessivo dei consumi. Solo una combinazione di misure a sostegno delle energie rinnovabili e di misure in materia di efficienza dell'uso finale dell'energia elettrica può permettere all'Unione Europea di centrare i suoi obiettivi strategici in materia.

⁹⁸ Pag. 19 della Comunicazione "Il sostegno a favore dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili".

D. LA PROMOZIONE DELL'EFFICIENZA E DEL RISPARMIO ENERGETICO A LIVELLO COMUNITARIO

1. LE PRIME INIZIATIVE EUROPEE SULL'EFFICIENZA ENERGETICA

Come più volte sottolineato, esiste una stretta correlazione tra la crescita delle fonti rinnovabili sul mercato energetico ed il contenimento della domanda di energia attraverso politiche di risparmio ed efficienza energetica. Sono questi concetti chiave che dominano la politica energetica e climatica e sono una risposta chiara agli interrogativi legati alla sicurezza dell'approvvigionamento energetico e alla produzione sostenibile di energia.

Il tema dell'efficienza energetica torna più volte nei documenti della Commissione e negli atti normativi comunitari, ma è con la Comunicazione sull'efficienza energetica del 1998⁹⁹ che si fissa una vera e propria strategia comunitaria di settore. In tale sede, si conferma la centralità del problema e, nel contempo, si auspica che gli Stati membri adottino tutte le misure necessarie per addivenire ad un uso efficiente dell'energia per la sicurezza dell'approvvigionamento, la competitività economica e la protezione dell'ambiente.

Le iniziative statali, affinché portino a risultati apprezzabili, devono essere coordinate in politiche comunitarie comuni che tengano conto delle specifiche caratteristiche e priorità nazionali, per consentire alla Comunità e agli Stati membri di tener fede ai rispettivi impegni ai sensi del protocollo di Kyoto.

A seguito di tale Comunicazione, il Consiglio invita la Commissione ad approntare un vero e proprio piano d'azione per quanto riguarda l'efficienza energetica¹⁰⁰, proponendo dei punti chiave da sviluppare, come un maggiore uso di generazione combinata di calore e di elettricità, una più diffusa applicazione di etichettatura, certificazione e normalizzazione ed un ricorso più ampio di strumenti di finanziamento innovativi, incluso il finanziamento da parte di terzi e sistemi con garanzia dei risultati¹⁰¹.

Nel 2000 il già citato Libro Verde "Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico", per garantire la sicurezza

⁹⁹ L'efficienza energetica nella comunità europea, verso una strategia per l'uso razionale dell'energia del 29 aprile 1998. COM (1998)246 def.

¹⁰⁰ GU C 394/01 del 17 dicembre 1998.

¹⁰¹ La Comunicazione incontra il parere favorevole anche del parlamento Europeo che, tuttavia, invita ad assumere iniziative ancora più radicali ed ambiziose. Si veda Rapporto Stockmann, PE 228.977 def. Del 25 febbraio 1999 e Risoluzione A4-0086/99.

dell'approvvigionamento riducendo l'impatto ambientale della produzione e dell'uso di energia, insiste sulla necessità di limitare la domanda energetica tramite l'introduzione e l'adozione di tecnologie e strumenti per il risparmio energetico¹⁰².

Nello stesso anno la Commissione propone il Piano d'azione per migliorare l'efficienza energetica nella Comunità Europea¹⁰³. Questo piano d'azione lega le chance di successo dei programmi di efficienza energetica all'integrazione con strumenti afferenti ad altre politiche non riguardanti l'energia dove esistono chiari vantaggi di redditività e dove è possibile operare in tal senso senza alterare in maniera significativa l'intento originale delle politiche in questione. Spesso la tematica dell'efficienza energetica non è affrontata adeguatamente nell'ambito di tali politiche a causa della scarsa conoscenza delle modalità necessarie per raggiungere tali finalità pur salvaguardando gli altri obiettivi politici¹⁰⁴. Ci si riferisce, in particolare, alle politiche dei trasporti, delle imprese, dello sviluppo economico, della ricerca tecnologica e della fiscalità.

Proprio per aumentare la consapevolezza di operatori economici e cittadini sul tema, la Commissione ha ben presente la necessità di programmare una nuova campagna comunitaria di informazione sull'efficienza energetica e per valorizzarne i suoi vantaggi ambientali e di altro tipo. Questa campagna deve essere attuata di concerto con gli Stati membri e deve occuparsi, soprattutto, della formazione e della certificazione sull'uso e sulla manutenzione di tecnologie efficienti dal punto di vista energetico¹⁰⁵.

2. LE INIZIATIVE COMUNITARIE CONCERNENTI IL RENDIMENTO ENERGETICO DELL'EDILIZIA, DEI TRASPORTI E DEGLI ELETTRODOMESTICI E LA COGENERAZIONE

Uno degli ambiti principali in cui si estrinsecano le politiche comunitarie in materia di efficienza energetica è certamente quello edilizio, dal momento che i consumi nel settore rappresentano circa il 40% della domanda di energia complessiva.

La Direttiva 2002/91/CE del 16 dicembre 2002¹⁰⁶ è appunto dedicata al tema del rendimento energetico dell'edilizia e presenta iniziative innovative per limitare l'aumento della domanda di energia¹⁰⁷.

¹⁰² COM (2000) 769 def.

¹⁰³ COM (2000) 247 def. Il Programma è stato presentato a Bruxelles il 26 aprile 2000.

¹⁰⁴ Punto 2.1 del Programma.

¹⁰⁵ Punto 2.2.8 del Programma.

¹⁰⁶ GU L 1/65 del 4 gennaio 2003.

Anzitutto, la Direttiva si preoccupa di creare un quadro di regole omogenee, applicando una metodologia comune di calcolo del rendimento energetico integrato degli edifici. Tale metodologia deve tener conto di tutti gli elementi che concorrono a determinare l'efficienza energetica, senza limitarsi al solo isolamento termico¹⁰⁸. Vengono così in considerazione, ex multis, gli impianti di riscaldamento e di raffreddamento, gli impianti di illuminazione, la posizione e l'orientamento dell'edificio ed il recupero del calore.

In secondo luogo, la Direttiva prescrive che gli Stati membri si adoperino affinché gli edifici di nuova costruzione e gli edifici esistenti che subiscono ristrutturazioni importanti, se di superficie totale superiore a 1000 metri quadrati, soddisfino requisiti minimi di rendimento energetico¹⁰⁹, intendendo per rendimento energetico "la quantità di energia effettivamente consumata o che si prevede possa essere necessaria per soddisfare i vari bisogni connessi ad un uso standard dell'edificio, compresi, fra gli altri, il riscaldamento e il raffreddamento"¹¹⁰.

Per poter rispondere alle esigenze di cui sopra, viene introdotto un vero e proprio sistema di certificazione energetica. L'attestato di rendimento energetico deve essere messo a disposizione in fase di costruzione, compravendita o locazione di un edificio e in esso devono essere riportati "dati di riferimento che consentano ai consumatori di valutare e raffrontare il rendimento energetico dell'edificio" e "raccomandazioni per il miglioramento del rendimento energetico in termini di costi-benefici"¹¹¹.

La certificazione diviene, così, nell'ottica del legislatore comunitario, uno strumento idoneo ad incidere sul mercato immobiliare dal momento che ne migliora la trasparenza: sia chi costruisce o ristruttura una casa sia o potenziali acquirenti possono valutare la "qualità" energetica della costruzione e così tradurre questa caratteristica in un valore di mercato. Infatti, una casa con migliore efficienza contribuisce non solo ad abbassare gli impatti ambientali legati ai consumi energetici, ma anche ad abbattere i costi di riscaldamento¹¹².

¹⁰⁷ Sul tema si veda M. PARISI, *Lettura ragionata della Direttiva 2002/91/CE del 16/12/2002*. Intervento a convegno "InarSind" – Catania 2005. Sito internet: www.anab.it

¹⁰⁸ Art. 3 della Direttiva 2002/91/CE.

¹⁰⁹ Artt. 4, 5 e 6 della Direttiva 2002/91/CE.

¹¹⁰ Art. 2 co. 1 p.to 2 della Direttiva 2002/91/CE.

¹¹¹ Art. 7 della Direttiva 2002/91/CE.

¹¹² Sul sistema di certificazione energetica: A. MORO, *La certificazione ambientale: scenari e quadro normativo europeo*, intervento a convegno "La valutazione della compatibilità ambientale dei prodotti edilizi" – Politecnico di Milano – 07/04/2003. Sito internet: www.bioecolab.it.

Da ultimo, la Direttiva prevede l'ispezione periodica delle caldaie e degli impianti centralizzati di aria condizionata negli edifici e la valutazione degli impianti di riscaldamento dotati di caldaie installate da oltre 15 anni¹¹³, prevedendo in alternativa la fornitura alle utenze di una consulenza atta a individuare opportunità e convenienza nella sostituzione delle caldaie o nella modifica dell'impianto, purché i risultati ottenuti siano equivalenti a quelli dell'ispezione obbligatoria.

Accanto al rendimento energetico dell'edilizia, un altro tema sul quale le istituzioni europee hanno focalizzato la loro attenzione è indubbiamente quello dell'efficienza energetica nei trasporti, responsabile di circa il 30% dei consumi finali di energia nell'Unione Europea. Innegabili sono le implicazioni ambientali della problematica, posta la correlazione fondamentale tra la qualità di manutenzione dei veicoli e gli effetti del traffico sulla qualità dell'aria.

Senza pretesa di completezza, è bene ricordare alcuni dei principali interventi comunitari di settore, a partire dalla Direttiva 94/12/CE¹¹⁴ del Parlamento Europeo del 23 marzo 1994, relativa alle misure da adottare contro l'inquinamento atmosferico da emissione di veicoli a motore, che invita gli stati membri ad adottare le migliori tecnologie attualmente disponibili nell'industria comunitaria onde consentire alle autovetture di soddisfare limiti di emissione notevolmente ridotti.

Successivamente, la Direttiva 98/70/CE¹¹⁵ del 13 ottobre 1998 si occupa di stabilire scadenze temporali e di dettare norme ecologiche da seguire in materia di carburanti in commercio, mentre la Direttiva 99/94/CE¹¹⁶ del 13 dicembre 1999 promuove un sistema di etichettatura dei veicoli, finalizzata a fornire ai consumatori un ventaglio dettagliato di informazioni relative al consumo di carburante e alle emissioni di anidride carbonica.

Da ultimo, la Direttiva 2003/30/CE dell'8 maggio 2003¹¹⁷ è diretta alla promozione dell'utilizzazione di biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili in sostituzione di carburante diesel o di benzina nei trasporti per raggiungere gli impegni comunitari in materia di cambiamenti climatici e per contribuire alla sicurezza dell'approvvigionamento rispettando l'ambiente e promuovere le fonti di

¹¹³ Art. 8 della Direttiva 2002/91/CE.

¹¹⁴ GU L 100 del 19 aprile 1994.

¹¹⁵ GU L 350/58 del 28 dicembre 1998.

¹¹⁶ Direttiva 99/94/CE relativa alla disponibilità di informazioni sul risparmio di carburante e sulle emissioni di CO₂ da fornire ai consumatori per quanto riguarda la commercializzazione di autovetture nuove. GU L 12/16 del 18 gennaio 2000.

¹¹⁷ Direttiva 2003/30/CE relativa alla promozione dell'uso dei biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili nei trasporti. GU L 123/42 del 17 maggio 2003.

energia rinnovabili¹¹⁸. L'implementazione della produzione e dell'uso di biocarburanti può, infatti, fornire un importante contributo alla riduzione della dipendenza dall'importazione di energia e alla diminuzione delle emissioni dei gas ad effetto serra¹¹⁹ anche attraverso un'applicazione su più larga scala delle biomasse¹²⁰.

A questo fine, la Direttiva fissa obiettivi ambiziosi, imponendo per i biocarburanti il raggiungimento della quota del 5,75 %, calcolata sulla base del tenore energetico, di tutta la benzina e del diesel per trasporti immessi sui mercati statali entro il 31 dicembre 2010¹²¹.

Gli Stati membri sono obbligati a rendere edotta la Commissione dei progressi compiuti con una relazione annuale riportante le misure adottate per promuovere l'utilizzazione di biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili in sostituzione di carburante diesel o di benzina nei trasporti, le risorse nazionali assegnate alla produzione di biomassa per usi energetici diversi dai trasporti e il totale delle vendite di carburanti da trasporto e la quota dei biocarburanti, puri o miscelati, e di altri carburanti rinnovabili immessi sul mercato per l'anno precedente¹²².

In maniera analoga, il legislatore europeo è intervenuto in merito al rendimento energetico nel settore degli elettrodomestici con una serie di direttive concernenti, in particolare, il sistema di etichettatura indicante il consumo di energia dei frigoriferi, congelatori e delle relative combinazioni¹²³.

Nell'ambito delle iniziative messe in campo dall'Unione Europea in tema di efficienza energetica e di riduzione dei gas climalteranti, un'attenzione particolare è dedicata all'incentivazione della cogenerazione. Con tale espressione si intende indicare la produzione ed il consumo contemporaneo di diverse forme di energia secondaria (energia elettrica e/o meccanica ed energia termica) partendo da un'unica fonte (sia fossile che rinnovabile) attuata in un unico sistema integrato. I

¹¹⁸ Art. 1 della Direttiva 2003/30/CE.

¹¹⁹ Considerando 22 della Direttiva 2003/30/CE.

¹²⁰ Considerando 10 della Direttiva 2003/30/CE.

¹²¹ Art. 3 della Direttiva 2003/30/CE.

¹²² Art. 4 della Direttiva 2003/30/CE.

¹²³ Ci si riferisce qui, in particolare, alla Direttiva 92/75/CE del 22 settembre 1992 concernente l'indicazione del consumo di energia e di altre risorse degli apparecchi domestici, mediante l'etichettatura ed informazioni uniformi relative ai prodotti (GU L 297 del 13 ottobre 1992), alla Direttiva 94/2/CE del 21 gennaio 1994 che stabilisce modalità d'applicazione della direttiva 92/75/CE per quanto riguarda l'etichettatura indicante il consumo d'energia dei frigoriferi elettrodomestici, dei congelatori elettrodomestici e delle relative combinazioni (GU L 45 del 17 febbraio 1994) ed alla Direttiva 2003/66/CE del 3 luglio 2003 che modifica la direttiva 94/2/CE che stabilisce modalità d'applicazione della direttiva 92/75/CEE del Consiglio per quanto riguarda l'etichettatura indicante il consumo d'energia dei frigoriferi elettrodomestici, dei congelatori elettrodomestici e delle relative combinazioni (GU L 170 del 9 luglio 2003).

vantaggi ambientali di questo sistema sono evidenti: oltre al risparmio di combustibile, sono da considerare altri effetti positivi, conseguenza più o meno diretta del risparmio energetico, quali per esempio: la riduzione delle emissioni di sostanze inquinanti per il minor consumo di fonti primarie, il minor impatto ambientale causato dalla più bassa quantità di calore prodotto e la riduzione delle emissioni di anidride carbonica, responsabili dell'effetto serra.

A questo proposito, la Direttiva 2004/8/CE¹²⁴ pone le basi per una concreta implementazione della cogenerazione ad alto rendimento di calore ed energia al fine di accrescere l'efficienza energetica e migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento¹²⁵. In particolare, ci si prefigge, nel breve periodo, di rafforzare gli impianti di cogenerazione esistenti e di promuovere nuove centrali, mentre, a lungo termine, l'obiettivo è quello di creare un quadro normativo idoneo affinché la cogenerazione ad alto rendimento, riducendo le emissioni di anidride carbonica e di altri gas serra, contribuisca allo sviluppo sostenibile.

La Direttiva elenca le tecnologie di cogenerazione rientranti nel suo ambito applicativo¹²⁶ e stabilisce i criteri di rendimento della cogenerazione¹²⁷. Analogamente a quanto stabilito dalla direttiva 2001/77/CE in materia di fonti rinnovabili, anche per l'energia prodotta da cogenerazione è previsto un sistema di garanzia d'origine.

Gli Stati membri, sulla base dei valori di rendimento di riferimento armonizzati di cui all'articolo 4, entro sei mesi dall'adozione di detti valori, fanno in modo che l'origine dell'elettricità prodotta dalla cogenerazione ad alto rendimento possa essere garantita secondo criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori, stabiliti in sede statale. Le autorità nazionali sono obbligate a verificare che la garanzia di origine dell'elettricità consenta ai produttori di dimostrare che l'elettricità da essi venduta è prodotta mediante cogenerazione ad alto rendimento¹²⁸.

¹²⁴ Direttiva 2004/8/CE dell'11 febbraio 2004 sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e che modifica la Direttiva 1992/42/CE (GU L 52 del 21 febbraio 2004).

¹²⁵ Art. 1 della Direttiva 2004/8/CE.

¹²⁶ Allegato I della Direttiva 2004/8/CE. Sostanzialmente ricadono sotto la regolamentazione della Direttiva le produzioni derivanti da unità di cogenerazione capaci di fornire un risparmio di energia pari almeno al 10% rispetto ai valori di riferimento per la produzione separata di energia e di calore.

¹²⁷ Art. 4 e Allegato III della Direttiva 2004/8/CE.

¹²⁸ Art. 5 della Direttiva 2004/8/CE.

3. LA DIRETTIVA 2006/32/CE SULL'EFFICIENZA DEGLI USI FINALI DI ENERGIA E IL PIANO D'AZIONE PER L'EFFICIENZA ENERGETICA DEL 2006

La Direttiva 2006/32/CE¹²⁹ affronta con un nuovo approccio il problema dell'effetto serra ed il suo collegamento con le attività umane svolte nel settore energetico.

Posta l'evidente relazione, il legislatore comunitario cerca di introdurre una normativa adeguata a migliorare l'efficienza degli usi finali dell'energia, controllare la domanda di energia e promuovere la produzione di energia rinnovabile. In particolare, La direttiva si prefigge non solo di fornire gli obiettivi indicativi, i meccanismi e gli incentivi per stimolare un efficiente uso finale dell'energia, ma anche di sviluppare e promuovere un mercato dei servizi energetici.

Quanto agli obiettivi nazionali di risparmio, gli Stati membri sono vincolati al raggiungimento della quota del 9% da conseguirsi entro il nono anno di applicazione della presente direttiva da conseguire tramite servizi energetici ed altre misure di miglioramento dell'efficienza energetica¹³⁰.

Notevole è l'affidamento posto dalla Direttiva sul settore pubblico, chiamato ad un cambiamento di approccio nei riguardi dell'efficienza energetica relativamente agli investimenti, ai servizi energetici ed alle misure adottate, anche

¹²⁹ GU L 114/72 del 27 aprile 2006.

¹³⁰ Art. 4 della Direttiva 2006/32/CE. L'allegato numero III elenca alcuni esempi di misure di miglioramento dell'efficienza energetica ammissibili, fra cui quelli maggiormente attinenti al settore edile riguardano:

- riscaldamento e raffreddamento (es: pompe di calore, nuove caldaie efficienti, installazione di sistemi di teleriscaldamento e raffreddamento)
- isolamento e ventilazione (es: isolamento delle cavità murarie e dei tetti, doppi/tripli vetri alle finestre, riscaldamento e raffreddamento passivo)
- acqua calda (es: installazione di nuovi dispositivi, uso diretto ed efficiente per il riscaldamento degli ambienti, lavatrici)
- illuminazione (es: nuove lampade e alimentatori a risparmio energetico, sistemi di controllo digitale, uso di rilevatori di movimento negli impianti di illuminazione degli edifici a uso commerciale)
- cottura e refrigerazione (es: nuovi apparecchi efficienti, sistemi di recupero del calore)
- altre attrezzature e apparecchi (es: apparecchi di cogenerazione, nuovi dispositivi efficienti, sistemi di temporizzazione per l'uso ottimale dell'energia, riduzione delle perdite di energia in stand by, installazione di condensatori per ridurre la potenza reattiva, trasformatori a basse perdite)
- generazione domestica di fonti di energia rinnovabile che consente di ridurre la quantità di energia acquistata (es: applicazioni termiche dell'energia solare, acqua calda domestica, riscaldamento e raffreddamento degli ambienti a energia solare)

Gli Stati membri possono adottare altre misure di tipo intersettoriale, quali:

- norme dirette a migliorare l'efficienza energetica dei prodotti e dei servizi, compresi gli immobili;
- regimi di etichettatura energetica;
- sistemi di misurazione intelligente, quali strumenti di misurazione individuale gestiti a distanza, e fatture informative;
- formazione e istruzione che portano all'applicazione di tecnologie e/o tecniche efficienti dal punto di vista energetico.

attraverso una maggiore trasparenza e l'applicazione di criteri idonei in ogni procedura di aggiudicazione degli appalti pubblici¹³¹.

Nel contempo, l'art. 6 prescrive che gli Stati dell'Unione devono assicurare pari condizioni di mercato ai vari operatori, tra i quali società di servizi energetici (ESCO)¹³², installatori di impianti energetici e consulenti per l'energia, al fine di poter realizzare in autonomia i servizi energetici, le diagnosi energetiche e le misure di miglioramento dell'efficienza energetica.

Viene, altresì, affrontata la questione della diagnosi energetica. Gli Stati membri sono tenuti ad assicurare la disponibilità di sistemi di diagnosi energetica efficaci e di alta qualità destinati a individuare eventuali misure di miglioramento dell'efficienza energetica applicate in modo indipendente a tutti i consumatori finali, compresi i clienti di piccole dimensioni nel settore civile, commerciale e le piccole e medie imprese¹³³.

Tuttavia, accanto a queste iniziative di carattere peculiarmente tecnico, la Direttiva non dimentica la necessaria previsione di incentivi finanziari. L'art. 11, infatti, prevede che gli Stati membri possano istituire uno o più fondi per sovvenzionare la fornitura di programmi di miglioramento dell'efficienza energetica e per promuovere lo sviluppo di un mercato di dette misure.

Sempre nel 2006 vede la luce il nuovo Piano d'azione per l'efficienza energetica¹³⁴, sviluppato sulla base della consultazione pubblica seguita alla pubblicazione del Libro Verde sull'efficienza energetica del 2005¹³⁵.

Il Piano di azione ha come obiettivo il contenimento e la riduzione della domanda di energia, nonché la riduzione del 20% del consumo annuo di energia primaria entro il 2020 attraverso il più coinvolgimento possibile della società civile, degli operatori del mercato e dei responsabili politici.

Da qui la necessità sia di sviluppare tecniche, prodotti e servizi a basso consumo di energia sia di modificare i comportamenti in modo da ridurre il consumo di energia mantenendo comunque la stessa qualità di vita. Il piano presenta una serie di misure a breve e a medio termine per la realizzazione di questo obiettivo.

¹³¹ Art. 5 e Allegato VI della Direttiva 2006/32.

¹³² La Direttiva definisce le ES.CO. all'art. 3 co. 1 lett. I: persona fisica o giuridica che fornisce servizi energetici e/o altre misure di miglioramento dell'efficienza energetica nelle installazioni o nei locali dell'utente e, ciò facendo, accetta un certo margine di rischio finanziario. Il pagamento dei servizi forniti si basa (totalmente o parzialmente) sul miglioramento dell'efficienza energetica conseguito e sul raggiungimento degli altri criteri di rendimento stabiliti.

¹³³ Art. 23 della Direttiva 2006/32/CE.

¹³⁴ Piano d'azione per l'efficienza energetica: concretizzare le potenzialità. COM (2006) 545 def.

¹³⁵ Fare più con meno, Libro Verde sull'efficienza energetica. COM (2005) 265.

In primo luogo, occorre rendere i prodotti più efficienti sotto il profilo energetico attraverso l'adozione di requisiti minimi di progettazione ecocompatibile per migliorare il rendimento di elettrodomestici e di altri prodotti energivori, nonché tramite un rafforzamento delle norme sull'etichettatura, con un aggiornamento regolare delle classificazioni e l'estensione delle norme ad altre apparecchiature.

E' poi necessaria una fattiva azione per diminuire sensibilmente le perdite di calore degli edifici. In questo senso, il piano di azione prevede l'estensione del campo di applicazione della Direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico nell'edilizia agli edifici di minori dimensioni, nonché lo sviluppo di requisiti minimi di efficienza per gli edifici nuovi o ristrutturati.

Vengono, inoltre, messe in campo specifiche proposte per il miglioramento della trasformazione di energia, con la fissazione di requisiti minimi obbligatori di efficienza energetica per gli impianti di generazione dell'elettricità e per gli impianti di riscaldamento e raffreddamento di potenza inferiore a 20 MW, ed eventualmente per impianti di potenza superiore e con la promozione delle cogenerazione.

Molta attenzione è posta sui possibili interventi nel settore dei trasporti per le ricadute in termini di sostenibilità ambientale e di dipendenza dai combustibili fossili. Pertanto, un'azione sul consumo dei veicoli e la promozione di trasporti alternativi sono oltremodo necessarie. La Commissione intende anche agire sui componenti dei veicoli, quali il sistema di condizionamento o i pneumatici, e sull'etichettatura dei veicoli mediante campagne di sensibilizzazione adeguate.

Il piano di azione prevede, inoltre, diversi tipi di misure per favorire gli investimenti volti ad accrescere l'efficienza energetica, coinvolgendo il settore bancario in iniziative di vario genere (finanziamenti alle piccole e medie imprese e alle imprese che forniscono soluzioni in materia di efficienza energetica, partenariati pubblico-privati...). La Commissione prevede anche di individuare e rimuovere, per quanto possibile, gli ostacoli giuridici nazionali che frenano l'uso dei risparmi condivisi, dei finanziamenti esterni, dei contratti di prestazione energetica e delle società di servizi energetici.

In definitiva, però, il successo delle azioni messe in campo dipende in larga misura, oltre che dal convinto impegno degli Stati membri, anche dalla modifica del comportamento dei consumatori. Così, per sensibilizzare il pubblico sull'importanza dell'efficienza energetica, la Commissione si fa promotrice di una serie di misure di formazione, tra cui programmi di informazione e di istruzione sui temi del cambiamento climatico.

E. LE INIZIATIVE DEGLI ULTIMI ANNI. VERSO LA DEFINIZIONE DI UN NUOVO QUADRO NORMATIVO PER L'EUROPA IN MATERIA DI ENERGIA

1. UNA NUOVA POLITICA ENERGETICA PER L'EUROPA

Le sfide che l'Unione Europea deve affrontare sono sempre più attuali e pressanti: combattere i cambiamenti climatici, promuovere l'occupazione e la crescita e limitare la vulnerabilità esterna della UE sotto il profilo delle importazioni di gas e di petrolio. Per questo il 10 gennaio 2007 la Commissione, rispondendo alle sollecitazioni contenute nel Libro Verde del 2006¹³⁶, ha proposto una serie di misure concernenti il settore energetico invitando i Paesi membri ad adottarle. Il "pacchetto energia" contiene, anzitutto, nuove strategie formulate nella Comunicazione della Commissione "Una politica energetica per l'Europa"¹³⁷, i risultati delle "Indagini settoriali sull'energia ed il gas naturale"¹³⁸ e le "Proposte volte a limitare il surriscaldamento dovuto ai cambiamenti climatici a + 2 gradi Celsius"¹³⁹.

La Comunicazione "Una nuova politica energetica per l'Europa" parte dall'allarmante considerazione dell'insostenibilità dell'attuale trend di consumi energetici. In effetti, senza una decisa inversione di marcia si prevede che nel 2030 la dipendenza dell'Unione Europea dalle importazioni energetiche raggiungerà il 65%, in coincidenza con una preventivabile crescita della domanda da parte dei Paesi emergenti. Le preoccupazioni, comunque, non si limitano all'approvvigionamento energetico, ma investono anche la problematica della sostenibilità ambientale con un probabile aumento di emissione di gas climalteranti del 55% entro il 2030.

Di fronte a questi dati l'inerzia manifesta di molti Stati membri non è più tollerabile; occorre mettere in campo "una nuova rivoluzione industriale"¹⁴⁰ verso un'economia che prescinda dagli idrocarburi e si rivolga piuttosto alle nuove tecnologie (energie rinnovabili, biocarburanti, idrogeno...). Per rispondere pienamente alle sfide della sostenibilità, della competitività e della sicurezza delle forniture, la Commissione fissa alcuni obiettivi fondamentali da conseguirsi entro il

¹³⁶ Libro verde: Per una strategia europea per un'energia, sostenibile, competitiva, sicura. COM (2006) 105 def.

¹³⁷ COM (2007) 1 def.

¹³⁸ COM (2006) 851 def.

¹³⁹ COM (2007) 2 def.

¹⁴⁰ B. POZZO, *Le politiche comunitarie in campo energetico*, in B. POZZO, *Le politiche energetiche comunitarie*, Giuffrè 2009, pag. 59.

2020: la riduzione delle emissioni di gas serra derivanti dal suo consumo di energia del 20% rispetto ai livelli del 1990, una quota di energia prodotta da fonti rinnovabili pari al 20% dei consumi energetici europei ed una quota di biocarburanti pari al 10% dei consumi europei dei combustibili per trasporti.

Per centrare questi ambiziosi obiettivi, la Commissione propone di concentrarsi su una serie di misure nel settore energetico tese a: migliorare l'efficienza energetica; innalzare la quota di energia rinnovabile nel mix energetico e garantire che tutti beneficino del mercato interno dell'energia; rafforzare la solidarietà tra gli Stati membri, con una visione di lungo periodo per lo sviluppo di tecnologie energetiche, maggiore attenzione alla sicurezza nucleare e un impegno convinto affinché la UE parli all'unisono con i suoi partner internazionali, compresi i produttori di energia, gli importatori di energia e i paesi in via di sviluppo.

Per la ridurre il consumo di energia del 20% entro il 2020 la Commissione ricorda la necessità¹⁴¹ di mettere in campo azioni concrete, soprattutto per quanto riguarda il risparmio di energia nel settore dei trasporti, come l'elaborazione di norme minime di efficienza energetica per le apparecchiature che consumano energia, la sensibilizzazione dei consumatori a favore di comportamenti razionali e volti al risparmio, la crescita dell'efficienza nella produzione, nel trasporto e nella distribuzione dell'energia termica, nonché il miglioramento del rendimento energetico nell'edilizia.

Alla riduzione dei consumi deve accompagnarsi un deciso investimento sulle fonti rinnovabili (l'energia eolica, solare e fotovoltaica, la biomassa e i biocarburanti, il calore geotermico e le pompe di calore), decisive per il contenimento dei cambiamenti climatici e per la sicurezza dell'approvvigionamento energetico.

Nonostante i numerosi programmi e gli atti normativi a sostegno (ed, in particolare, la Direttiva 2001/77/CE), le fonti energetiche rinnovabili stentano però a decollare, rimanendo ancora marginali nel ventaglio energetico europeo, soprattutto per una questione di costi.

I dati forniti dalla Commissione sono eloquenti e mostrano come l'obiettivo del 20% al momento appaia arduo da raggiungere: l'energia eolica copre circa il 20% del fabbisogno energetico in Danimarca, l'8% in Spagna ed il 6% in Germania; le pompe di calore sono utilizzate in modo apprezzabile soltanto in Svezia dove sono attive 185.000 pompe di calore geotermiche; i biocarburanti hanno preso piede solo in alcuni Stati membri come la Germania e la Svezia.

¹⁴¹ Si veda, a questo proposito il Piano d'azione per l'efficienza energetica del 2006, pag. 40 e ss.

E', dunque, fondamentale mettere in campo tutti gli strumenti necessari a che queste fonti vengano sfruttate in tutte le loro potenzialità, operando principalmente nei tre settori che più di altri utilizzano queste fonti: la produzione di energia elettrica (aumentando la produzione di elettricità da fonti rinnovabili e producendo elettricità in maniera sostenibile a partire dai combustibili fossili, in particolare grazie ai sistemi di cattura e stoccaggio del CO₂) i biocarburanti e, infine, gli impianti di riscaldamento e condizionamento.

L'implementazione delle energie rinnovabili deve andare di pari passo con lo sviluppo delle tecnologie ad alta efficienza energetica, sia di quelle già esistenti sia di quelle ancora in fase di studio. Pur essendo l'Unione Europea il leader mondiale nel settore delle energie rinnovabili, è di primaria importanza incrementare gli investimenti necessari per realizzare questi sviluppi tecnologici.

Anche la fusione nucleare, anche se con una certa timidezza, viene evocata quale possibile antidoto alle crescenti preoccupazioni per la sicurezza dell'approvvigionamento energetico e le emissioni di anidride carbonica. L'energia nucleare ha, infatti, l'indubbio vantaggio di presentare un basso contenuto di carbonio e una stabilità a livello di costi e di approvvigionamento. Ovviamente, data la viva sensibilità collettiva sull'argomento, la scelta è rimessa ai singoli Stati membri.

La sicurezza energetica e la sostenibilità ambientale dipendono anche dalla realizzazione effettiva di un mercato interno che sia trasparente e concorrenziale. Come è stato sottolineato nelle pagine addietro¹⁴², pur essendo stato istituito un mercato interno dell'energia, permangono ancora ostacoli che impediscono all'economia e ai consumatori europei di beneficiare di tutti i vantaggi legati alla liberalizzazione dei mercati del gas e dell'elettricità.

A questo scopo, occorre, in primo luogo procedere ad una separazione più netta tra la gestione delle reti del gas e dell'elettricità e le attività di produzione o di distribuzione, in modo da evitare possibili abusi ed incentivare la penetrazione di nuovi enti erogatori (soprattutto operanti nel settore delle rinnovabili).

Non solo: per creare un mercato interconnesso è anche necessario definire a livello comunitario le norme tecniche e le capacità di reti, armonizzare le funzioni e il grado di indipendenza dei regolatori nel campo dell'energia e di incrementarne la cooperazione tra Stati membri.

Da ultimo, posto che, anche mettendo in campo politiche assolutamente virtuose, l'Europa non potrà nel breve-medio periodo essere completamente autonoma dal punto di vista energetico, è necessaria una politica coerente di

¹⁴² Sulla liberalizzazione del mercato: pagina 23 e ss.

collaborazione con i Paesi industrializzati e con i Paesi in via di sviluppo; pertanto è imprescindibile che gli Stati membri e l'Unione Europea si esprimano all'unisono sulle questioni energetiche internazionali affinché l'Europa svolga un ruolo di primo piano sul versante degli accordi internazionali in materia di energia, in particolare rafforzando il trattato sulla carta dell'energia¹⁴³, prendendo l'iniziativa per un accordo sull'efficienza energetica e partecipando attivamente alla formulazione del regime sui cambiamenti climatici che farà seguito al protocollo di Kyoto.

Insieme alla Comunicazione “Una politica energetica per l'Europa” la Commissione ha presentato una Comunicazione contenente “Proposte volte a limitare il surriscaldamento dovuto ai cambiamenti climatici a +2 gradi Celsius.”

Il documento propone che l'Unione europea persegua, nell'ambito dei negoziati internazionali, un obiettivo di riduzione dei gas serra pari al 30%, rispetto ai valori del 1990 che i paesi industrializzati dovranno raggiungere entro il 2020 per garantire un innalzamento della temperatura entro i 2 gradi Celsius a livello mondiale.

Prescindendo da ogni accordo internazionale, l'Unione Europea dovrebbe impegnarsi unilateralmente ad abbattere le emissioni di gas serra del 20% entro il 2020, ricorrendo sia al sistema dello scambio di emissioni (ETS), già in vigore per il conseguimento degli obiettivi del Protocollo di Kyoto, sia ad altre tipologie di interventi atte a migliorare l'efficienza energetica e a ridurre il consumo di energia. Se l'Unione Europea e gli Stati membri si impegneranno sotto questo versante adottando gli strumenti sopra indicati, è pensabile una diminuzione di emissioni fino ad arrivare all'abbattimento del 50% rispetto ai valori del 1990, senza compromettere la crescita economica.

La strategia delineata dalle due Comunicazioni della Commissione è stata approvata dal Parlamento europeo e dai capi di Stato e di governo europei in occasione del Consiglio europeo dell'8-9 marzo 2007¹⁴⁴. Il Consiglio europeo ha invitato la Commissione stessa a presentare proposte concrete, in particolare sulle modalità di ripartizione dello sforzo tra gli Stati membri per il conseguimento degli obiettivi.

¹⁴³ Pagina 15 e ss.

¹⁴⁴ A questo proposito si vedano gli atti del Consiglio Europeo di Bruxelles dell'8 e 9 Marzo 2007 (Presidency Conclusions, CONCLI/7224/07).

2. IL PACCHETTO CLIMA ENERGIA

In risposta alla decisione del Consiglio dell'8-9 marzo 2007, la Commissione ha presentato un pacchetto legislativo avente tra l'altro l'obiettivo di rafforzare la sostenibilità ambientale dell'economia europea. Il pacchetto "clima-energia", conosciuto anche attraverso la formula 20-20-20, è stato adottato definitivamente adottato il 23 aprile 2009¹⁴⁵ ed è entrato in vigore il 25 giugno 2009 a seguito della pubblicazione in Gazzetta Ufficiale¹⁴⁶.

Le misure approvate sono dirette al conseguimento di tre obiettivi fondamentali: ridurre del 20% le emissioni di gas serra, da portare al 30% in caso di accordo internazionale post Kyoto; portare al 20% la quota di energie rinnovabili sul consumo di energia; migliorare del 20% l'efficienza energetica. Si tratta di impegni unilaterali che porrebbero l'Europa in posizione di leadership nella lotta al cambiamento climatico.

Il pacchetto così adottato si compone dei seguenti strumenti legislativi:

1. La Direttiva ETS (Emission Trading Scheme);
2. La Decisione detta "Effort sharing" cioè "ripartizione dello sforzo" per l'attribuzione ai singoli Stati membri delle quote di emissione da ridurre nei settori non compresi nella direttiva ETS (trasporto, agricoltura, edilizia);
3. La Direttiva per la promozione delle fonti rinnovabili, attraverso obiettivi diversi da uno Stato membro all'altro (per l'Italia è il 17%);
4. La Direttiva per la cattura e lo stoccaggio geologico della CO₂, (direttiva CCS);
5. La Direttiva sulla qualità dei carburanti;
6. Il Regolamento sui nuovi limiti di emissione CO₂ delle auto.

La nuova Direttiva 2009/29/CE¹⁴⁷, che modifica la direttiva 2003/87/CE al fine di perfezionare ed estendere il sistema comunitario per lo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra si propone, anzitutto, di migliorare il sistema ETS, alla luce dell'esperienza acquisita nella prima e seconda fase della sua applicazione, e di definire le regole del sistema ETS per il periodo 2013-2020.

La Direttiva modifica, in primo luogo, le competenze riguardanti la determinazione della quantità totale dei permessi di emissione, sottraendole agli Stati membri e attribuendole alla Commissione, e introduce nuove modalità di

¹⁴⁵ Le sei proposte legislative sono state adottate secondo la procedura di cui all'articolo 251 del trattato (codecisione). Parere del Parlamento del 17 dicembre 2008 e decisione del Consiglio del 6 aprile 2009.

¹⁴⁶ La pubblicazione in GUUE è avvenuta il 5 giugno 2009.

¹⁴⁷ GU L 140 del 5 giugno 2009.

definizione delle quote, basate su un criterio matematico¹⁴⁸. Il quantitativo esatto di quote sarà calcolato dalla Commissione entro il 30 giugno 2010, una volta definite tutte le assegnazioni di quote per il periodo in corso (2008-2012).

Per quanto riguarda l'allocazione dei permessi, la Direttiva inserisce delle regole precise per l'assegnazione delle quote di emissione tramite procedura d'asta, prevedendo fin dal 2013 l'obbligo per il settore energetico di acquistare all'asta il 100% delle emissioni attribuite a ciascuna installazione (oggi le quote di CO₂ sono assegnate gratis, e il pagamento è previsto solo in caso di superamento dei limiti); da tale obbligo restano però esclusi alcuni Paesi dell'Europa centrale e orientale, che pagheranno il 100% delle emissioni nel settore energetico solo a partire dal 2020¹⁴⁹.

In merito alle modalità di utilizzo dei proventi delle aste da parte degli Stati, il 50% degli introiti, secondo il disposto del nuovo art. 10 par. 3, dovrà necessariamente essere destinato alla realizzazione di una serie di iniziative per l'abbattimento delle emissioni di gas serra come il finanziamento delle attività di ricerca, lo sviluppo delle energie rinnovabili, l'implementazione dell'efficienza energetica, la cattura e lo stoccaggio geologico ecocompatibile dei gas a effetto serra e l'adozione di misure finalizzate a evitare la deforestazione.

Alla nuova Direttiva ETS è strettamente collegata la Decisione 406/2009/CE¹⁵⁰ (cosiddetta Decisione "Effort sharing") con la quale sono attribuite

¹⁴⁸ L'art. 9 della Direttiva 2003/87/CE come modificato dall'art. 1 co. 9 della Direttiva 2009/29/CE così recita: "Il quantitativo comunitario di quote rilasciate ogni anno a decorrere dal 2013 diminuisce in maniera lineare a partire dall'anno intermedio del periodo dal 2008 al 2012. Il quantitativo diminuisce di un fattore lineare pari all'1,74 % rispetto al quantitativo medio annuo totale di quote rilasciate dagli Stati membri conformemente alle decisioni della Commissione sui loro piani nazionali di assegnazione per il periodo dal 2008 al 2012".

¹⁴⁹ Mentre il settore della produzione di energia elettrica (ivi incluso quello degli impianti per la cattura e sequestro del carbonio) dovrà ricorrere al sistema delle aste per il 100% dei permessi che saranno assegnati al settore, gli altri settori potranno usufruire di regole meno onerose. Il generale, il settore manifatturiero si vedrà attribuire nel 2013 l'80% delle quote a titolo gratuito, mentre il restante 20% sarà allocato mediante asta. Le allocazioni gratuite saranno via via ridotte negli anni successivi fino al 30% nel 2020 (70% all'asta). Un'ampia deroga al meccanismo delle aste è stata invece disposta a favore dei settori esposti al rischio di "fuga di carbonio" (carbon leakage), ossia di delocalizzazione della produzione per ragioni competitive verso paesi terzi che applicano una politica ambientale meno rigorosa, determinando un semplice "spostamento geografico" delle fonti di emissione, se non un vero e proprio aumento di questa e altre tipologie di emissione. Ai sensi del nuovo articolo 10 bis par. 12 e ss., si considerano a rischio elevato di fuga di carbonio i settori dove l'applicazione della direttiva comporterebbe un aumento dei costi diretti (permessi) e indiretti (elettricità), che incide sui costi di produzione aumentandoli in una determinata misura oppure se il valore complessivo delle sue esportazioni e delle sue importazioni diviso per quello del volume d'affari e delle importazioni raggiunge una determinata soglia. I settori soggetti a rischio di carbon leakage sono stati individuati dalla Commissione con Decisione del 24 dicembre 2009 (GU L 1 del 5 gennaio 2010).

¹⁵⁰ Decisione n. 406/2009/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, concernente gli sforzi degli Stati membri per ridurre le emissioni dei gas a effetto serra al fine di adempiere agli impegni della Comunità in materia di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra entro il 2020. GU L 140 del 5 giugno 2009.

ai singoli Stati membri delle quote di emissioni da ridurre nei settori non compresi dalla Direttiva ETS, ovvero trasporti, agricoltura ed edilizia. Oltre all'obiettivo vincolante della riduzione del 20% entro il 2020, la Decisione pone dei sotto-obiettivi nazionali da rispettare (per l'Italia, il 13%).

La Decisione (come, del resto, la Direttiva ETS) lascia agli Stati membri un ampio margine di utilizzo dei crediti esterni generati in Paesi terzi attraverso i sistemi di Joint Implementation e di Clean Development Mechanism.

La Direttiva 2009/31/CE¹⁵¹ (meglio nota come Direttiva CCS –cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica¹⁵²) pone, invece, le basi giuridiche per il confinamento permanente del CO₂ in siti deputati allo stoccaggio e stabilisce un percorso per valutare i siti sperimentali (si parla di 12 impianti dimostrativi), che dovrebbero essere realizzati da qui al 2015.

La Direttiva si preoccupa anche di disciplinare la procedura di autorizzazione allo stoccaggio¹⁵³ (di competenza degli Stati membri), le informazioni che devono essere obbligatoriamente fornite insieme alla domanda¹⁵⁴, nonché le modalità di presentazione della garanzia finanziaria di cui il gestore del sito deve dotarsi per garantire l'adempimento degli obblighi connessi alla gestione, alla chiusura e alla fase di post-chiusura del sito di stoccaggio¹⁵⁵.

Sono inoltre fissati¹⁵⁶ obblighi in materia di gestione del sito, chiusura e nella fase post-chiusura, nonché garanzie circa la possibilità di accedere in maniera equa e trasparente alle reti di trasporto del CO₂ e ai siti di stoccaggio da parte dei potenziali utilizzatori¹⁵⁷.

In materia di combustibili fossili viene adottata la Direttiva 2009/30/CE sulla qualità dei carburanti¹⁵⁸. Tale atto normativo aggiunge al campo di applicazione

¹⁵¹ Direttiva 2009/31/CE del 23 aprile 2009, relativa allo stoccaggio geologico di biossido di carbonio e recante modifica della direttiva 85/337/CEE del Consiglio, delle direttive del Parlamento europeo e del Consiglio 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, 2008/1/CE e del regolamento (CE) n. 1013/2006 del Parlamento europeo e del Consiglio.

¹⁵² Per cattura e stoccaggio del biossido di carbonio (nota con la sigla CCS, dall'inglese carbon capture and storage) si intende una serie di processi tecnologici, comprendente la cattura del biossido di carbonio (o anidride carbonica, CO₂) dai fumi di scarico delle industrie, il suo trasporto e l'iniezione in formazioni geologiche. Attualmente esistono tre diverse tecnologie per la "cattura", con un rapporto costo efficienza che varia di molto. Per lo stoccaggio, il CO₂ una volta "catturato" può essere trasportato nel sito definitivo attraverso un gasdotto o via mare.

¹⁵³ Capo 3 della Direttiva 2009/31/CE.

¹⁵⁴ Ad esempio: l'identità del potenziale gestore e la prova della sua competenza tecnica, la caratterizzazione del sito di stoccaggio, anche per quanto riguarda la sicurezza, e una proposta di piano di monitoraggio, delle misure correttive e un piano provvisorio per la fase post-chiusura.

¹⁵⁵ Art. 29 della Direttiva 2009/31 CE.

¹⁵⁶ Capo 4 della Direttiva 2009/31/CE.

¹⁵⁷ Capo 5 della Direttiva 2009/31/CE.

¹⁵⁸ Direttiva 2009/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, che modifica la direttiva 98/70/CE per quanto riguarda le specifiche relative a benzina, combustibile diesel e gasolio nonché

della Direttiva quadro 98/70/CE quello di un obiettivo di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra prodotte durante il ciclo di vita dei carburanti pari al 6% da conseguire entro fine 2020 ricorrendo, ad esempio, ai biocarburanti. La direttiva, da trasporre nel diritto nazionale entro il 31 dicembre 2010, si applica a veicoli stradali, macchine mobili non stradali (comprese le navi adibite alla navigazione interna quando non sono in mare), trattori agricoli e forestali e imbarcazioni da diporto.

In particolare, viene fornita agli Stati membri una nuova disciplina sulla qualità della benzina, che deve essere conforme alle specifiche ecologiche di cui all'allegato I della Direttiva¹⁵⁹, e del combustibile diesel, regolato dall'allegato II della Direttiva¹⁶⁰.

La Direttiva impone tra l'altro anche nuovi limiti all'uso di additivi metallici: secondo il nuovo articolo 8bis della Direttiva 98/70 la Commissione esegue una valutazione dei rischi per la salute e l'ambiente derivanti dall'utilizzazione di additivi metallici nei combustibili e, a tal fine, sviluppa un metodo di prova. Viene altresì approntato un nuovo sistema di etichettatura che consenta ai consumatori di essere informati circa la presenza di additivi metallici nei combustibili.

Sempre in materia di trasporti, il Regolamento n. 443/2009/CE¹⁶¹ introduce alcuni limiti relativi all'emissione di gas climalteranti da parte degli autoveicoli. In particolare, il livello medio di emissioni di CO₂ delle auto nuove viene fissato a 130 g CO₂/km a partire dal 2012¹⁶²; per ottenere questo risultato il legislatore europeo richiama la necessità di operare miglioramenti tecnologici ai motori.

Il Regolamento propone, inoltre, una riduzione di ulteriori 10 g da conseguire attraverso tecnologie di altra natura e il maggiore ricorso ai biocarburanti¹⁶³. Viene anche stabilito un obiettivo di lungo termine per il 2020 che fissa il livello medio delle emissioni per il nuovo parco macchine a 95 g CO₂/km.

La Commissione deve calcolare in via provvisoria per ogni costruttore le emissioni specifiche medie di CO₂ prodotte nel precedente anno civile all'interno

l'introduzione di un meccanismo inteso a controllare e ridurre le emissioni di gas a effetto serra, modifica la direttiva 99/32/CE per quanto concerne le specifiche relative al combustibile utilizzato dalle navi adibite alla navigazione interna e abroga la direttiva 93/12/CE.

¹⁵⁹ Nel nuovo allegato I vengono ridotti i valori degli idrocarburi aromatici, del tenore di ossigeno e del tenore di zolfo, oltre che modificati i vari ossigenati.

¹⁶⁰ Nel nuovo allegato II vengono ridotti i valori di idrocarburi aromatici e tenore di zolfo.

¹⁶¹ Regolamento (CE) n. 443/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, che definisce i livelli di prestazione in materia di emissioni delle autovetture nuove nell'ambito dell'approccio comunitario integrato finalizzato a ridurre le emissioni di CO₂ dei veicoli leggeri. GU L 140 del 5 giugno 2009.

¹⁶² Art. 4 del Regolamento 443/2009/CE.

¹⁶³ Considerando 9 ed art. 1 del Regolamento 443/2009/CE.

della Comunità, l'obiettivo per le emissioni specifiche dell'anno civile precedente e la differenza tra le emissioni specifiche medie di CO₂ dell'anno civile precedente e l'obiettivo per le emissioni specifiche per quello stesso anno. Sono previste "multe" progressive per ogni grammo di CO₂ in eccesso: a partire dal 2012, per ogni anno civile per il quale le emissioni specifiche medie di CO₂ di un costruttore superano il suo obiettivo per quell'anno, la Commissione imporrà al costruttore di versare un'indennità per le emissioni in eccesso¹⁶⁴.

Accanto alle sanzioni, il Regolamento delinea un sistema di incentivazione per aumentare l'efficienza di equipaggiamenti ausiliari o componenti frutto di tecnologie innovative che permettono di ridurre le emissioni di CO₂. Su richiesta da parte di un fornitore o un costruttore, si esaminano i risparmi di CO₂ realizzati attraverso l'uso di tecnologie innovative. Il contributo totale di tali tecnologie intese a ridurre l'obiettivo di emissioni specifiche di un produttore può giungere ad un massimo di 7 g CO₂/km.¹⁶⁵ Vengono, infine, introdotti dei "supercrediti" temporanei per il calcolo delle emissioni medie specifiche dei produttori di autovetture che rilasciano meno di 50 g CO₂/km¹⁶⁶.

3. LA NUOVA DIRETTIVA SULLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

Con la direttiva 2009/28/CE¹⁶⁷ l'Europa torna nuovamente ad occuparsi della promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili¹⁶⁸.

La Direttiva pone in grande evidenza la stretta connessione esistente tra lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e l'implementazione dell'efficienza energetica in funzione sia di una riduzione dell'emissione di gas serra per rispettare gli obiettivi del protocollo di Kyoto sia di una diminuzione della dipendenza europea dalle importazioni di petrolio¹⁶⁹.

L'intervento del legislatore europeo determina un radicale mutamento del quadro giuridico in cui sono chiamati ad agire gli Stati membri e, quindi, le istituzioni nazionali e locali, ma anche gli operatori del settore elettrico. In

¹⁶⁴ Art. 9 del regolamento 443/2009/CE.

¹⁶⁵ Art. 12 del Regolamento 443/2009/CE.

¹⁶⁶ Art. 5 del Regolamento 443/2009/CE.

¹⁶⁷ Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE. GU L 140 del 5 giugno 2009.

¹⁶⁸ Sul punto: A. JOHNSTON, K. NENHOLF, D. FOUQUET, M. RAGUITZ, G. RESCH, *The proposed New EU renewables Directive: Interpretation, Problems and prospecto*, in *European Energy Ehv. Law Review*, 2008, pag. 126 e ss.

¹⁶⁹ Considerando 1 e 2 della Direttiva 2009/28/CE.

proposito, è bene evidenziare fin da subito le principali novità apportate dalla Direttiva:

1. gli obiettivi individuati in sede europea avranno un carattere vincolante per gli Stati membri (il loro mancato rispetto comporterà l'erogazione di sanzioni in caso di inadempienza secondo i principi stabiliti dal diritto comunitario);
2. l'obiettivo assegnato a ciascuno Stato membro (per l'Italia il 17% di fonti rinnovabili, calcolato sui consumi finali lordi di energia del 2020) dovrà essere ripartito a livello nazionale nei tre settori di applicazione delle nuove disposizioni: generazione elettrica, climatizzazione e trasporti;
3. la possibile acquisizione di quote di produzione da fonti rinnovabili all'estero da conteggiare ai fini dell'obiettivo assegnato (con il trasferimento fisico dell'energia elettrica prodotta per i Paesi extra UE)
4. la definizione di un piano d'azione da trasmettere a Bruxelles che prevede scadenze prefissate di verifica dei risultati raggiunti dal 2011 al 2020.

Partendo dagli obiettivi stabiliti, la Direttiva fissa la quota del 20% sul consumo energetico finale come traguardo da raggiungere entro il 2020 a livello europeo. Tale obiettivo generale viene poi differenziato tra gli Stati membri. In base alle indicazioni di cui all'allegato I, l'Italia dovrà portare la propria quota di energie rinnovabili dal 5,2% attuale al 17%. Per quanto riguarda gli altri Stati europei il consumo attuale e la quota obiettivo sono, rispettivamente, i seguenti: Germania 5,8 e 18%, Spagna 8,7 e 20%, Francia 10,3 e 23%, Polonia 7,2 e 15%, Regno Unito 1,3 e 15%¹⁷⁰.

Ai fini del calcolo dell'obiettivo, le fonti rinnovabili riconosciute dalla Direttiva sono: eolica¹⁷¹, solare, aerotermica (calore atmosferico), geotermica (calore sotterraneo), idrotermica (calore di acque superficiali), maremotrice, idroelettrica, biomassa (frazione biodegradabili di prodotti, rifiuti e residui)¹⁷², gas da discarica, gas residuati da processi di depurazione e biogas¹⁷³. Per consumo energetico finale lordo s'intende il "consumo di prodotti energetici forniti per scopi energetici all'industria, ai trasporti, alle famiglie, ai servizi inclusi i servizi pubblici, l'agricoltura, la silvicoltura e alla pesca, ivi compreso il consumo di elettricità e di

¹⁷⁰ I dati di partenza sono riferiti all'anno 2005.

¹⁷¹ Per quanto riguarda l'eolico off-shore, una sintesi delle tendenze e prospettive è tracciata da COM (2008) 768 def. Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni, del 13 novembre 2008, intitolata "Energia eolica offshore: interventi necessari per il conseguimento degli obiettivi della politica energetica per il 2020 e oltre"

¹⁷² Sulle biomasse si veda COM(2010)11 def. RELAZIONE DELLA COMMISSIONE AL CONSIGLIO E AL PARLAMENTO EUROPEO sui criteri di sostenibilità relativamente all'uso di fonti da biomassa solida e gassosa per l'elettricità, il riscaldamento e il raffreddamento.

¹⁷³ Art. 2 co. 2 lett. A della Direttiva 2009/28/CE.

calore da parte del settore energetico nelle attività di produzione di elettricità e calore, includendo le perdite di elettricità e di calore nella trasmissione e distribuzione.”¹⁷⁴

Quanto ai settori che devono essere considerati al fine del calcolo del raggiungimento dell’obiettivo nazionale di consumo di energia da fonti rinnovabili, la direttiva distingue tra tre settori: elettricità, riscaldamento e raffreddamento, trasporti. Solo per i trasporti è previsto un obiettivo settoriale vincolante: ogni Stato membro dovrà assicurare che la propria quota di energia da fonti rinnovabili nel 2020 sia almeno pari al 10% del consumo energetico finale nel settore dei trasporti nazionale. Per il calcolo del denominatore (ovvero del consumo totale di energia) occorre tenere conto unicamente della benzina, del diesel e dei biocarburanti usati nei trasporti interni e per l'elettricità. Per il calcolo del numeratore (ovvero il consumo da fonti rinnovabili) tutte le fonti rinnovabili possono essere contate. Dato che l’obiettivo è espresso in termini di consumi e non di produzione, gli Stati membri possono soddisfare l’obiettivo ricorrendo alle importazioni (da altri Stati membri o da paesi terzi) di forme energetiche basate su fonti rinnovabili, come tipicamente i biocarburanti.

Per tutti i settori sopracitati è comunque stabilita la presentazione entro il 30 giugno 2010, da parte degli Stati membri, di un piano d’azione che fissi gli obiettivi nazionali in materia di quota di energia rinnovabile nel 2020, che tenga in considerazione anche gli effetti delle altre politiche relative all'efficienza energetica, e le misure da adottare per raggiungere detti obiettivi, inclusa la cooperazione tra autorità locali e nazionali, progetti congiunti, politiche nazionali per lo sviluppo delle risorse della biomassa esistenti e per lo sfruttamento di nuove risorse della biomassa¹⁷⁵. Per il raggiungimento degli obiettivi nazionali, la Direttiva¹⁷⁶ prevede che gli Stati membri possano, oltre che incrementare la produzione domestica, anche avvalersi di schemi di supporto e di misure di cooperazione internazionale, puntualmente regolamentate agli artt. 6-11. Tali misure sono inquadrabili in quattro diverse tipologie:

1. Progetti congiunti fra due o più Stati Membri per la produzione di elettricità, riscaldamento e raffreddamento da fonti rinnovabili, anche col coinvolgimento di operatori privati.

¹⁷⁴ Art. 2 co. 2 lett. F della Direttiva 2009/28/CE.

¹⁷⁵ Un modello di piano d’azione è stato predisposto dalla Decisione della Commissione del 30 giugno 2009 che istituisce un modello per i piani di azione nazionali per le energie rinnovabili di cui alla direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio (GU 182/L del 15 luglio 2009).

¹⁷⁶ Art. 3 co. 3 della Direttiva 2009/28/CE.

2. Progetti congiunti fra rispettivamente uno o più Stati Membri e uno o più Paesi terzi, anche col coinvolgimento di operatori privati, per la produzione di elettricità da fonti rinnovabili.

3. Schemi di sostegno finanziario congiunto di due o più Stati Membri riguardanti la produzione di elettricità, riscaldamento e raffreddamento da fonti rinnovabili.

4. Accordi con un altro Stato Membro, mirati al trasferimento statistico di quote di energia prodotta da fonti rinnovabili da uno Stato all'altro.

Tali innovative forme di cooperazione sono tese a consentire che anche gli Stati con minor potenziale di sviluppo delle fonti rinnovabili possano raggiungere i propri obiettivi nazionali attraverso la collaborazione con altri Stati, dotati di maggiori potenzialità di sviluppo o di più ampia disponibilità di supporto economico.

Come noto, una delle principali difficoltà della promozione delle energie fonti rinnovabili è rappresentata dai troppi tasselli amministrativi che si incontrano a vari livelli di potere. Pertanto è particolarmente marcato l'accento posto dalla Direttiva sulla semplificazione e sull'accelerazione delle procedure amministrative per gli impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili, con la previsione che le decisioni siano assunte dal livello amministrativo adeguato e che siano rese disponibili ai richiedenti le informazioni concernenti il trattamento delle domande di autorizzazione¹⁷⁷. In conformità a questo obiettivo, gli Stati membri sono invitati ad adottare iter burocratici meno gravosi, soprattutto per i progetti di piccole dimensioni e dispositivi decentrati per la produzione di energia da FER.

La Direttiva detta, infine, i criteri di sostenibilità per i biocarburanti ed i bioliquidi e le regole concernenti l'accesso alla rete dei biocombustibili¹⁷⁸.

Che sia prodotta all'interno o all'esterno dell'UE, l'energia derivante da biocarburanti e bioliquidi potrà essere eligibile ai sensi della Direttiva solo se presenta un beneficio di riduzione delle emissioni di CO₂ pari ad almeno il 35% per l'anno in corso, il 50% per il 2017 ed 60% per il 2018.

Le materie prime agricole coltivate nella Comunità e utilizzate per la produzione di biocarburanti e di altri bioliquidi da poter prendere in considerazione dovranno essere ottenute nel rispetto delle prescrizioni e delle norme previste dal regolamento che stabilisce norme comuni relative ai regimi di sostegno diretto nell'ambito della politica agricola comune e istituisce taluni regimi

¹⁷⁷ Art. 13 della Direttiva 2009/28/CE.

¹⁷⁸ Art. 17 della Direttiva 2009/28/CE

di sostegno a favore degli agricoltori¹⁷⁹ e in conformità ai requisiti minimi per il mantenimento di buone condizioni agricole e ambientali.

Per ciò che concerne l'accesso dei biocombustibili alla rete elettrica, è richiesto agli Stati membri di adottare le misure necessarie per sviluppare la rete di trasmissione e distribuzione, network intelligenti, servizi di stoccaggio e sistemi elettrici per far fronte all'ulteriore sviluppo della produzione di elettricità da fonti energetiche rinnovabili, compresa l'interconnessione tra gli Stati membri e con i Paesi terzi. Inoltre, mantenendo inalterata l'affidabilità e la sicurezza della rete, gli Stati membri sono tenuti ad obbligare i gestori della rete di trasmissione e della rete di distribuzione presenti sul loro territorio ad assicurare la trasmissione e la distribuzione dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili.

Le energie rinnovabili devono, inoltre, godere di un accesso prioritario e garantito alla rete, così come, nel dispacciamento degli impianti di produzione dell'elettricità, i gestori della rete di trasmissione devono concedere la priorità agli impianti di produzione che utilizzano le fonti energetiche rinnovabili.

4. OLTRE IL PACCHETTO CLIMA-ENERGIA. ALTRI INTERVENTI DEL LEGISLATORE COMUNITARIO IN MATERIA ENERGETICA

Per completare la trattazione della normativa comunitaria in materia di energia occorre citare quattro recenti provvedimenti che, pur concernendo argomenti tra loro differenti, vanno ad integrare il disegno complessivo delineato dal Pacchetto clima energia.

Nella nuova Direttiva quadro in materia di rifiuti¹⁸⁰ il tema energetico è trattato in modo incidentale, ma con importanti implicazioni dal punto di vista del recupero energetico e dell'emissione di gas climalteranti. La Direttiva precisa, infatti, i requisiti tecnici che devono essere rispettati¹⁸¹ affinché l'utilizzazione dei

¹⁷⁹ Regolamento (CE) n. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009, che stabilisce norme comuni relative ai regimi di sostegno diretto agli agricoltori nell'ambito della politica agricola comune e istituisce taluni regimi di sostegno a favore degli agricoltori, e che modifica i regolamenti (CE) n. 1290/2005, (CE) n. 247/2006, (CE) n. 378/2007 e abroga il regolamento (CE) n. 1782/2003. GU L 30/16 del 31 gennaio 2009.

¹⁸⁰ Direttiva 2008/98/CE del 19 novembre 2008 relativa ai rifiuti e che abroga alcune direttive. GU L 312/3 del 22 novembre 2008.

¹⁸¹ Gli impianti di incenerimento dei rifiuti solidi urbani sono compresi solo se la loro efficienza energetica è uguale o superiore a:

— 0,60 per gli impianti funzionanti e autorizzati in conformità della normativa comunitaria applicabile anteriormente al 1 gennaio 2009,

— 0,65 per gli impianti autorizzati dopo il 31 dicembre 2008, calcolata con la seguente formula:

Efficienza energetica = $(E_p - (E_f + E_i)) / (0,97 \times (E_w + E_f))$

dove:

rifiuti come combustibile o come altro mezzo per produrre energia rientri nell'ambito della gerarchia di trattamento dei rifiuti ed, in particolare, tra le operazioni di recupero di cui all'Allegato II.

Anche la normativa relativa al mercato interno di energia e gas ha subito una profonda modifica con l'approvazione delle nuove Direttive 2009/72/CE¹⁸² e 2009/73/CE¹⁸³ che, oltre ad abrogare le precedenti Direttive in materia (Direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE), recano importanti novità, come l'istituzione di una Agenzia di cooperazione delle autorità di regolamentazione nazionali e una nuova regolamentazione per gli scambi transfrontalieri di energia e il trasporto del gas naturale.

Nell'ottica di un mercato energetico concorrenziale, sicuro e sostenibile, la Direttiva 2009/72/CE mostra una particolare attenzione per le energie rinnovabili e l'efficienza energetica. In particolare, il Legislatore europeo concede la facoltà agli Stati membri di imporre alle imprese che operano nel settore dell'energia elettrica obblighi relativi al servizio pubblico concernenti anche alla tutela dell'ambiente, all'efficienza energetica, all'energia da fonti rinnovabili e alla protezione del clima¹⁸⁴.

Importanti novità sono previste anche in tema di dispacciamento¹⁸⁵. Uno Stato membro impone ai gestori della rete che effettuano il dispacciamento l'obbligo di agire in conformità all'articolo 16 della Direttiva 2009/28/CE, ovvero di garantire la priorità agli impianti di produzione che utilizzano le fonti energetiche rinnovabili nella misura consentita dal funzionamento sicuro del sistema elettrico nazionale e sulla base di criteri trasparenti e non discriminatori. Gli Stati membri sono altresì tenuti ad adottare appropriate misure operative relative al mercato e alla rete, affinché vi siano meno limitazioni possibili dell'elettricità prodotta dalle fonti rinnovabili

Ep = energia annua prodotta sotto forma di energia termica o elettrica. È calcolata moltiplicando l'energia sotto forma di elettricità per 2,6 e l'energia termica prodotta per uso commerciale per 1,1 (GJ/anno)

Ef = alimentazione annua di energia nel sistema con combustibili che contribuiscono alla produzione di vapore (GJ/anno)

Ew = energia annua contenuta nei rifiuti trattati calcolata in base al potere calorifico netto dei rifiuti (GJ/anno)

Ei = energia annua importata, escluse Ew ed Ef (GJ/anno)

0,97 = fattore corrispondente alle perdite di energia dovute alle ceneri pesanti (scorie) e alle radiazioni.

La formula si applica conformemente al documento di riferimento sulle migliori tecniche disponibili per l'incenerimento dei rifiuti.

¹⁸² Direttiva 2009/72/CE del 13 luglio 2009 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE. GU L 211/55 del 14 agosto 2009.

¹⁸³ Direttiva 2009/73/CE del 13 luglio 2009 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 2003/55/CE. GU L 211/94 del 14 agosto 2009.

¹⁸⁴ Art. 3 co. 2 della Direttiva 2009/72/CE.

¹⁸⁵ Art. 15 della Direttiva 2009/72/CE.

Per quanto concerne le informazioni che i fornitori di energia devono offrire ai clienti finali attraverso l'inserimento in fattura, l'articolo 3 comma 9 stabilisce che debbano essere specificati:

1. la quota di ciascuna fonte energetica nel mix complessivo di combustibili utilizzato dall'impresa fornitrice nell'anno precedente in modo comprensibile e facilmente confrontabile a livello nazionale;
2. il riferimento alle fonti di riferimento esistenti, per esempio pagine web, in cui siano messe a disposizione del pubblico le informazioni sull'impatto ambientale, almeno in termini di emissioni di CO₂ e di scorie radioattive risultanti dalla produzione di energia elettrica prodotta mediante il mix di combustibile complessivo utilizzato dal fornitore nell'anno precedente.

Infine, agli Stati membri è concessa la possibilità di adottare incentivi economici che promuovano l'efficienza energetica per combattere il cambiamento climatico e per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti energetici¹⁸⁶. A questo fine gli Stati membri devono raccomandare alle imprese elettriche di ottimizzare l'uso dell'elettricità, ad esempio fornendo servizi di gestione dell'energia, sviluppando formule tariffarie innovative o, ove opportuno, introducendo sistemi di misurazione e reti intelligenti¹⁸⁷.

Da ultimo, la Direttiva 2009/33/CE¹⁸⁸ interviene nel settore dei trasporti pubblici imponendo alle amministrazioni aggiudicatrici, agli enti aggiudicatori (all'interno quindi delle procedure di appalti pubblici) e a taluni operatori (che gestiscono servizi pubblici di trasporto di passeggeri su strada e per ferrovia) di tener conto dell'impatto energetico e dell'impatto ambientale che i veicoli hanno durante la loro vita.

Pertanto sono fissati dei parametri che devono essere rispettati nell'acquisto di veicoli adibiti al trasporto su strada. In particolare, gli Stati membri dovrebbero assicurare che, a decorrere dal 4 dicembre 2010, ogni amministrazione aggiudicatrice, ente aggiudicatore e operatore di servizi pubblici nei trasporti tenga conto, al momento dell'acquisto di veicoli adibiti al trasporto su strada, dell'impatto energetico e dell'impatto ambientale imputabili all'esercizio nel corso dell'intero ciclo di vita con riferimento in particolare al consumo energetico e alle emissioni di gas serra (CO₂, NO_x e particolato)¹⁸⁹.

¹⁸⁶ Art. 3 co. 10 della Direttiva 2009/72/CE.

¹⁸⁷ Art. 3 co. 11 della Direttiva 2009/72/CE.

¹⁸⁸ Direttiva 2009/33/CE del 23 aprile 2009 relativa alla promozione di veicoli puliti e a basso consumo energetico nel trasporto su strada. GU L 120/5 del 15 maggio 2009.

¹⁸⁹ Art. 5 e ss. della Direttiva 2009/33/CE.

Per il rispetto dei requisiti di cui sopra gli stati hanno alcune opzioni: possono fissare specifiche tecniche in materia di prestazioni energetiche ed ambientali nella documentazione per l'acquisto di veicoli adibiti al trasporto su strada, per ciascun tipo di impatto considerato, nonché per ogni altro eventuale tipo di impatto ambientale; oppure integrare nella decisione di acquisto l'impatto energetico e l'impatto ambientale, secondo le seguenti modalità: nei casi in cui è aperta una procedura di appalto, inserendo tali impatti fra i criteri di aggiudicazione, e nei casi in cui tali impatti siano trasformati in valore monetario per essere integrati nella decisione di acquisto, avvalendosi della metodologia di calcolo dei costi di esercizio durante l'intero arco di vita.

La Direttiva dà, infine, grande rilevanza all'agevolazione dello scambio di conoscenze e di migliori prassi tra Stati membri in materia di prassi intese a promuovere l'acquisto di veicoli adibiti al trasporto su strada puliti ed a basso consumo energetico da parte delle amministrazioni aggiudicatrici e degli enti aggiudicatori¹⁹⁰.

F. CONCLUSIONI: VERSO IL 2020, L'IMPORTANZA DELLE RINNOVABILI PER IL RILANCIO DELL'ECONOMIA COMUNITARIA

In un momento di complessivo default del sistema economico internazionale, le ambiziose politiche comunitarie presentate nel Pacchetto Clima-Energia potrebbero, in una visione poco lungimirante, rappresentare un ulteriore aggravio per gli Stati Membri sul versante della ripresa. In effetti, alcuni Paesi, come l'Italia¹⁹¹, hanno ritenuto che un taglio agli incentivi alle rinnovabili fosse una delle possibili strade per dare fiato agli asfittici bilanci pubblici. In sede comunitaria, invece, le valutazioni sono completamente opposte: le energie rinnovabili sono considerate come un'importante via d'uscita dall'attuale situazione economica e, pertanto, il loro sviluppo deve essere incoraggiato e sovvenzionato.

Sono queste le valutazioni che stanno all'origine del Programma energetico europeo per la ripresa (European Energy Programme for Recovery, "EEPR")¹⁹², che si iscrive nel più ampio Piano Europeo di ripresa economica¹⁹³, adottato dalla

¹⁹⁰ Art. 8 della Direttiva 2009/33/CE.

¹⁹¹ A questo proposito: Capitolo IV, pag. 226 e ss.

¹⁹² Regolamento (CE) n. 663/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, che istituisce un programma per favorire la ripresa economica tramite la concessione di un sostegno finanziario comunitario a favore di progetti nel settore dell'energia in GU L 200 del 31 luglio 2009.

¹⁹³ COM(2008) 800 def. Comunicazione della Commissione al Consiglio Europeo "Un Piano europeo di ripresa economica".

Commissione il 26 novembre 2008 in risposta alla crisi economica e finanziaria in Europa.

Il Piano Europeo propone azioni nazionali coordinate in sede comunitaria, destinate ad apportare potere d'acquisto nell'economia e a rilanciare la domanda attraverso un incentivo finanziario immediato del valore complessivo di 20 miliardi di euro. Nel documento gli investimenti per modernizzare l'infrastruttura energetica europea e gli impianti di produzione sono considerati una delle priorità principali e viene proposta la mobilitazione di ulteriori risorse dal bilancio comunitario. Il Consiglio europeo, approvando il piano nel dicembre 2008, ha invitato la Commissione a presentare un elenco di progetti concreti in campo energetico.

In risposta a queste sollecitazioni il Parlamento europeo e il Consiglio hanno adottato l'EEPR, che tenendo ben presenti gli obiettivi fissati dall'Unione in materia di clima ed energia, postula come elementi imprescindibili per la ripresa economica: la sicurezza e la diversificazione degli approvvigionamenti di energia, il funzionamento del mercato interno dell'energia e la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra.

Per centrare questi obiettivi, l'EEPR è sovvenzionato con una dotazione finanziaria di 3.980 milioni di euro a sostegno di tre diversi sottoprogrammi; in particolare sono destinati 2.365 milioni a progetti di infrastrutture per il gas e per l'energia elettrica, 565 milioni a progetti di eolico off-shore e 1.050 milioni a progetti di cattura e stoccaggio del carbonio. I contributi comunitari vengono assegnati in forma di sovvenzioni ai promotori dei progetti nei tre ambiti del programma e possono coprire fino al 50% dei costi di investimento ammissibili nel caso dei progetti di infrastrutture per il gas e per l'energia elettrica e di energia eolica in mare e fino all'80% nel caso della cattura e stoccaggio del carbonio.

L'EEPR rappresenta un'indubbia novità nell'ambito delle politiche energetiche comunitarie dal momento che è la prima volta che viene reso disponibile un finanziamento di tale entità nell'ambito del bilancio dell'UE.

La struttura dello strumento EEPR riflette i suoi obiettivi specifici. In particolare, per massimizzare l'impatto in termini sia di obiettivi di politica energetica sia di ripresa il Regolamento si concentra su un numero ridotto di progetti fortemente strategici. Per l'individuazione dei progetti, l'art. 8 dell'EEPR, detta una serie di specifici criteri come, ad esempio, la capacità di contribuire allo sviluppo e all'attuazione di tecnologie strategiche a basse emissioni di carbonio e l'impatto sociale, economico e ambientale dei progetti. Sulla base di questi criteri, la Commissione ha adottato le decisioni di assegnazione dei fondi, in data 9

dicembre 2009 per i sottoprogrammi per l'energia eolica in mare e per la cattura e lo stoccaggio del carbonio e il 4 marzo 2010 per i progetti relativi all'infrastruttura di gas ed elettricità.

Nel tracciare un bilancio parziale in merito all'efficacia del Regolamento, la Commissione Europea¹⁹⁴ ha sottolineato come, l'EEPR sembra avere svolto il ruolo di "acceleratore" degli investimenti nell'infrastruttura in quanto la prospettiva del sostegno finanziario alla spesa di capitale si è rivelata decisiva per il lancio effettivo dei progetti. I benefici del programma, inoltre, non si limitano ai progetti selezionati estendendosi anche verso un ampio indotto. Come si è già potuto appurare, alcuni progetti di eolico off-shore hanno indubbiamente contribuito a creare numerosi posti di lavoro presso nuove imprese o linee di produzione per la fabbricazione delle strutture di fondazione e dei componenti delle turbine eoliche oltre al loro montaggio e installazione in mare.

A riprova dell'essenzialità di un'efficace politica energetica per l'uscita dalla crisi e per uno sviluppo sostenibile in termini ambientali, nel marzo 2010, la Commissione, lanciando il programma "Europa 2020 Una strategia per una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva"¹⁹⁵, ha posto l'accento proprio sull'energia. In effetti, lo sviluppo economico, negli intenti della Commissione, dovrebbe passare anche attraverso una transizione verso un'economia efficiente sotto il profilo delle risorse e a basse emissioni di carbonio, che usi tutte le sue risorse in modo efficiente. Il conseguimento degli obiettivi fissati nel Pacchetto Clima-Energia consentirebbe un risparmio di circa 60 miliardi di euro di importazioni petrolifere e di gas da qui al 2020. Non solo: accanto al risparmio meramente finanziario si andrebbero ad assommare rilevanti benefici in termini economico-sociali con ricadute sul PIL (con uno 0,6% supplementare) e sull'occupazione; la sola realizzazione dell'obiettivo UE del 20% di fonti rinnovabili di energia potrebbe creare oltre 600.000 posti di lavoro nell'Unione che passano a oltre 1 milione se si aggiunge l'obiettivo del 20% per quanto riguarda l'efficienza energetica.

Maggiori dettagli al programma Europa 2020 vengono da Energia 2020¹⁹⁶, che ne costituisce di fatto la specificazione per quanto riguarda il versante energetico. In questo documento vengono, infatti, tracciate le linee guida della strategia energetica comunitaria per il prossimo decennio.

¹⁹⁴ COM(2010)191 def. Relazione della Commissione al Consiglio e al Parlamento Europeo sull'attuazione del programma energetico europeo per la ripresa del 27 aprile 2010.

¹⁹⁵ COM (2010) 2020 def. Comunicazione della Commissione "Europa 2020. Una strategia per una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva" del 3 marzo 2010.

¹⁹⁶ COM (2010) 639 def. Comunicazione della Commissione "Energia nel 2020 una strategia per un'energia competitiva, sostenibile e sicura" del 10 novembre 2010.

Nell'ampio spettro di interventi proposti che toccano tanto il settore dei trasporti quanto quello dell'edilizia, la Commissione dirige gli sforzi futuri, che gli Stati membri dovranno congiuntamente mettere in campo, verso il risparmio energetico ed un'energia non inquinante e poco costosa, sviluppata implementando le nuove tecnologie. A questo scopo la Commissione proporrà incentivi agli investimenti e strumenti di finanziamento innovativi entro la metà del 2011. Saranno, inoltre, lanciati quattro progetti in settori chiave per la competitività dell'Europa: nuove tecnologie per le reti intelligenti e stoccaggio dell'energia elettrica, ricerca sui biocarburanti di seconda generazione e partenariato "città intelligenti" per promuovere il risparmio energetico a livello locale.

CAPITOLO II - LA STRATEGIA TEDESCA PER LE ENERGIE RINNOVABILI

A. INTRODUZIONE

La situazione energetica tedesca è, senza dubbio, molto complessa. All'elevato fabbisogno energetico del Paese (connesso sia alla massiccia industrializzazione del territorio che all'elevato numero degli abitanti) fanno da contraltare la dipendenza del Paese dalle importazioni straniere di combustibili fossili (in particolare, di petrolio) e notevoli problematiche di carattere ambientale.

La Germania è riuscita a trasformare tali necessità improrogabili, l'acquisizione della indipendenza energetica e la riduzione delle emissioni climalteranti, in una formidabile occasione di rilancio economico, ponendo in essere strategie originali ed innovative.

I risultati sono notevoli: ad oggi, circa il 16%¹⁹⁷ del consumo finale lordo di energia elettrica¹⁹⁸ proviene da fonti rinnovabili¹⁹⁹, percentuale in continua crescita anche grazie al progressivo miglioramento dei rendimenti degli impianti.

Diversi sono gli elementi di questo successo: una politica nazionale e locale che, con approccio bipartisan, ha compreso l'importanza della ricerca e degli investimenti in questo comparto a tutti i livelli; un processo che per osmosi è stato assorbito ed implementato dagli stessi cittadini, non semplici spettatori, ma attori di questa "rivoluzione energetica".

Tutto questo si traduce in nuovi posti di lavoro, imprese che macinano utili, maggiore introito economico da parte delle pubbliche amministrazioni ed anche in un sensibile risparmio sulle bollette elettriche.

Un obiettivo, quello del 50% di elettricità generata da fonti energetiche rinnovabili entro il 2050, che sembra favorevolmente accettato da gran parte della popolazione e degli attori economico-sociali, nonostante le forti opposizioni di

¹⁹⁷ Per una compiuta analisi dei dati della produzione dell'energia rinnovabile si rimanda al rapporto *Development of renewable Energy sources in Germany 2009* (December 2010 version) disponibile su www.bmu.de, sito istituzionale del Ministero dell'Ambiente tedesco.

¹⁹⁸ Il consumo finale lordo di energia, che tiene conto non solo del consumo di energia per l'elettricità, ma anche di quello destinato ai trasporti e alla produzione di calore è, invece, pari al 10,1%. Se confrontato con il dato di partenza, indicato dalla Direttiva 2009/28/CE e relativo all'anno 2005 (ovvero 5,8%), si stima che la Germania possa agevolmente raggiungere il proprio obiettivo nazionale (18%) entro il 2020.

¹⁹⁹ Un elemento di particolare importanza è rappresentato dal fatto che in Germania, a differenza dell'Italia, l'apporto dell'idroelettrico è del tutto marginale nella produzione energetica nazionale; ciò implica che la Germania ha ottenuto i suoi risultati facendo largo ricorso a fonti energetiche rinnovabili "di nuova generazione", come l'eolico ed il fotovoltaico.

alcuni comitati di cittadini preoccupati dalle possibili ripercussioni degli impianti (in particolare, quegli eolici) sul paesaggio e le pressioni politiche esercitate da importanti lobby come quella del carbone.

Una storia, quella dello sviluppo delle energie rinnovabili in Germania, che parte da lontano e che, soprattutto dai primi anni Novanta, è stata segnata da importanti interventi legislativi che hanno creato nuovi attori economici ed istituzionali, cambiato le regole di interazione tra gli stessi e modificato le modalità di accesso alle risorse e al mercato energetico, incentivando gli investimenti sull'elettricità dal sole, dal vento e da biomasse.

B. LE INIZIATIVE A SUPPORTO DELLE ENERGIE RINNOVABILI: CONSIDERAZIONI STORICHE

1. LA CRISI PETROLIFERA E I PRIMI INTERVENTI A SOSTEGNO DELLE FONTI RINNOVABILI

In Germania le prime, caute, avvisaglie di un nuovo approccio alla politica energetica si hanno a seguito delle crisi petrolifere del 1973/74 e 1979/80. La sostanziale dipendenza dalle importazioni di greggio e i connessi rischi di approvvigionamento determinano la necessità di rivolgersi a diverse fonti energetiche.

Pertanto, accanto al supporto al nucleare e ad altre fonti fossili di produzione domestica (il carbone²⁰⁰), il Governo tedesco si preoccupa di stimolare la domanda di fonti energetiche rinnovabili.

L'intervento governativo, facendo leva sulla legislazione in materia di concorrenza²⁰¹, si traduce nell'obbligo per le utility (allora operanti come monopoli territoriali) di acquistare energia rinnovabile prodotta nell'area di loro pertinenza secondo il principio dei "costi evitati"²⁰². Tuttavia, con rare eccezioni, questo principio viene interpretato dalle imprese del settore così strettamente da determinare una sostanziale ineffettività di tale obbligazione.

²⁰⁰ In particolare, si dà il via ad una forte incentivazione affinché le utilities utilizzino il carbone. Questi incentivi vengono pagati tramite un fondo appositamente istituito dal Governo e finanziati attraverso una sovrattassa a carico dei consumatori finali. La maggiorazione della bolletta elettrica è variata nel tempo dal 3,24% del 1974 fino al 8,5% del 1989.

²⁰¹ Ci si riferisce in particolare al paragrafo 26 della legge tedesca contro le restrizioni di concorrenza (*Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen* approvata il 27 luglio 1957 e più volte emendata).

²⁰² Con l'espressione "costi evitati" si intendono i costi che sarebbero stati sostenuti dall'operatore per produrre/acquistare energia da un'altra fonte, ricomprendendo sia i costi fissi che i costi correnti.

Nello stesso periodo, il Governo Federale inizia a finanziare, con fondi sempre crescenti, la ricerca scientifica sulle energie rinnovabili. In particolare, con il progetto GROWIAN²⁰³, il Governo Federale dispone ingenti somme per la ricerca nel settore delle energie rinnovabili con le quali viene costruito il più grande parco eolico dell'epoca, nonostante i limiti tecnologici e i problemi di connessione alla rete²⁰⁴.

Negli anni 1977-1989 vengono stanziati fondi per non meno di quaranta progetti che coinvolgono aziende, università ed istituti di ricerca²⁰⁵.

Tanto la ricerca quanto lo studio di soluzioni normative in materia di energie rinnovabili acquistano un rinnovato slancio a seguito del disastro di Chernobyl e al profondo impatto della vicenda sull'opinione pubblica tedesca. Tra i Tedeschi, già profondamente divisi sull'opzione nucleare, l'opposizione verso l'energia atomica cresce vertiginosamente²⁰⁶ e alcuni partiti (la SPD e, soprattutto, i Verdi) iniziano a reclamare un complessivo ripensamento delle politiche energetiche spingendosi fino a proporre la chiusura delle centrali ad uranio.

Sempre nel 1986 un allarmato studio condotto dalla *Deutsche Physikalische Gesellschaft*²⁰⁷ mostra al pubblico i dati del cambiamento climatico in corso ponendo tale questione al centro dell'arena politica. Viene così istituita un'apposita commissione parlamentare (la *Enquetekommission*) con l'obiettivo specifico di formulare piani d'azione in materia. La commissione, lavorando in uno spirito di eccellente collaborazione tra i diversi gruppi parlamentari di maggioranza ed opposizione, propone una serie di misure atte a determinare una sensibile riduzione dei gas serra emessi²⁰⁸; tra queste vi è la previsione di tariffe incentivanti per l'energia prodotta da fonti energetiche rinnovabili.

Nonostante la riluttanza del Governo ad introdurre dei meccanismi che possano essere, in qualche modo, distorsivi della concorrenza, il largo consenso

²⁰³ GROWIAN è l'acronimo di *Grosse Windkraftanlage* (grande sistema eolico).

²⁰⁴ Gli impianti del progetto GROWIAN vengono successivamente smantellati nel 1987 ed il progetto stesso si rivela come un fallimento, almeno sotto il punto di vista economico. Sul punto si rimanda a P. RUNCI, *Renewable Energy Policy in Germany: an overview and assessment* in The Joint Global Change Research Institute (www.globalchange.umd.edu).

²⁰⁵ Per un'analisi puntuale dei progetti di ricerca finanziati dal Governo si rimanda a S. JACOBSSON-V. LAUBER, *The politics and policy of Energy system transformation – explaining the German diffusion of renewable Energy technology*, Energy Policy 34 (2006), Elsevier, pag. 264 e ss.

²⁰⁶ In Germania, dopo l'incidente di Chernobyl, il 70% della popolazione si dichiara contro il nucleare. Ne dà atto D. JAHN, *Nuclear Power, Energy Policy and New Politics in Sweden and Germany*, Environmental Politics, 1/3 (1992), pag. 383-417.

²⁰⁷ M. HUBER, *Leadership and Unification: Climate change policies in Germany*, in U. COLLIER-R. LÖFSTEDT, *Cases in climate change Policy: Political Reality in the European Union*, Earthscan, Londra 1997, pag. 65-86.

²⁰⁸ Gli obiettivi principali consistono nella riduzione del 30% delle emissioni di anidride carbonica e di metano entro il 2005 e dell'80% entro il 2050.

parlamentare e la coesione dell'opinione pubblica convincono l'Esecutivo a dare concretezza alle proposte della *Enquetekommission* e a porre le basi per la creazione di un vero e proprio mercato delle fonti energetiche rinnovabili.

2. LE PRIME MISURE PER LA CREAZIONE DI UN MERCATO DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI E LO STROMEINSPEISUNGSGESETZ DEL 1990

Nel 1988 vengono varate due importanti iniziative: i programmi “100 MW di energia eolica” e “1.000 tetti ad energia solare”.

Il primo programma, avendo come obiettivo l'installazione di impianti eolici in grado di produrre 100 MW di energia²⁰⁹, prevede incentivi pari a 0,04 €/kWh (in seguito ridotti a 0,03 €/kWh. Il secondo, invece, stabilisce che per ogni “tetto solare” messo in opera la spesa sostenuta sia coperta per il 50% dallo Stato Federale e per il 20% dai Länder²¹⁰.

Queste tipologie di supporto finanziario si dimostrano ben presto insufficienti per garantire uno sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili nel lungo periodo. Pertanto, con il generale consenso delle forze politiche, il Parlamento decide di operare una complessiva riorganizzazione della materia, emanando lo *Stromeinspeisungsgesetz*²¹¹, una legge articolata in pochissimi articoli, ma dall'impatto rivoluzionario.

Il principale obiettivo della legge è quello di rendere economicamente competitive le energie alternative rispetto alle energie convenzionali, tenendo anche in considerazione le esternalità negative a queste ultime connesse.

A tal fine, la legge obbliga le imprese pubbliche di fornitura di energia elettrica (che comprendono sia imprese private, sia imprese appartenenti al settore pubblico) ad acquistare l'energia elettrica prodotta, nella loro zona di fornitura, da fonti di energia rinnovabili²¹² a prezzi fissi (*Feed-in Tariffs*, *FiT*) che risultano superiori al valore economico reale di tale tipo di energia elettrica. Tali corrispettivi sono pari ad una percentuale (variabile, a seconda della fonte

²⁰⁹ Successivamente l'obiettivo del programma viene corretto a 25 MW.

²¹⁰ Nei nuovi Länder (creati a seguito della riunificazione) le percentuali sono, invece, rispettivamente del 60% e del 10%.

²¹¹ *Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneubaren Energien in das öffentliche Netz* del 7 dicembre 1990 (legge sull'alimentazione di corrente da fonti di energia rinnovabili nella rete pubblica), BGBl 1990 I, pag. 2633.

²¹² Ai fini della legge in esame tra le fonti energetiche rinnovabili, ex art. 1, sono comprese l'energia idraulica, l'energia eolica, l'energia solare, l'energia derivante da gas di scarico e da impianti di depurazione o di prodotti o di residui e rifiuti biologici dell'agricoltura e della silvicoltura.

energetica rinnovabile, dal 65% al 90%²¹³) della tariffa media applicata ai consumatori finali da calcolarsi annualmente²¹⁴.

Il vantaggio goduto dai beneficiari è dunque duplice, traducendosi tanto nella garanzia di vendita dell'energia da essi prodotta quanto nella differenza tra il valore economico della stessa e il prezzo, superiore a tale valore, stabilito per legge²¹⁵.

Un ulteriore carattere della disciplina in esame è che la produzione di energia rinnovabile viene incentivata senza che debba essere previsto un fondo pubblico a supporto, posto che gli oneri imposti dallo *Stromeinspeisungsgesetz* incombono interamente sulle società che forniscono energia elettrica.

Grazie a tali meccanismi incentivanti, la Germania riesce a centrare importanti risultati. In primo luogo, si verifica una sensazionale crescita del mercato delle fonti energetiche rinnovabili da circa 20 MW di produzione nel 1989 a circa 1.100 MW nel 1995²¹⁶. In secondo luogo, si sviluppa un'importante industria per la fabbricazione delle turbine eoliche e dei pannelli solari. Tutto questo rafforza, in ultima istanza, il peso politico delle associazioni dei produttori e fornitori di energia rinnovabile, ora in grado di portare a sostegno della loro scelta ecosostenibile ragioni di carattere non solo ambientale, ma anche economico²¹⁷.

Tuttavia, non appena la legge di promozione inizia ad avere un sensibile impatto sulla diffusione degli impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili (ed, in particolare, sull'eolico²¹⁸), gli operatori di rete, costretti a comprare energia alternativa anche qualora non sia loro conveniente, iniziano ad attaccarla sia sul piano politico che su quello giudiziario.

La posizione delle grandi imprese non riflette, in realtà, una generica opposizione nei confronti della generazione di energia decentrata e di piccole dimensioni. In primo luogo, si critica l'impatto geograficamente disomogeneo della legge. A beneficiare degli incentivi sono, infatti, principalmente i produttori di energia eolica del ventoso nord della Germania con un conseguente notevole

²¹³ In particolare le percentuali è pari al 90 % per l'energia eolica e l'energia solare. Per quanto riguarda, invece, l'energia prodotta dalle altre fonti rinnovabili la percentuale prevista è del 75% per gli impianti più piccoli e del 65 % per impianti di capacità superiore a 500 kW, ma inferiore a 5 MW.

²¹⁴ Artt. 2 e 3.

²¹⁵ Detto vantaggio viene erogato automaticamente al momento della conclusione dei contratti di fornitura e del pagamento del corrispettivo.

²¹⁶ Conclusioni dell'Avvocato Generale Jacobs consegnate il 26 ottobre 2000. Corte di Giustizia Europea: Caso C 379/98 Preussen Elektra v Schleswig AG.

²¹⁷ International energy agency, *Energy Policies of IEA Countries. Germany 2002 review*, OECD/IEA, Paris, 2002, p. 93.

²¹⁸ Per quanto concerne il solare (come sarà meglio specificato a pag. 8) il sistema incentivante dello *Stromeinspeisungsgesetz* non ha un grande impatto a causa dell'elevato costo degli impianti e della loro non elevata redditività.

aggravio per le imprese di fornitura di quell'area costrette ad acquistare tale energia.

In secondo luogo, bisogna considerare che le stesse utility sono coinvolte anche nei sistemi di incentivi per l'uso del carbone domestico a fini energetici, essendo chiamate a corrispondere un terzo dell'intero ammontare dei sussidi (pari a complessivi 4 miliardi di euro nel 1990)²¹⁹.

In questo clima di contrapposizione politica, la VDEW²²⁰ (Verband Der ElektrizitätsWirtschaft) ricorre avanti alla Direzione Generale della Concorrenza della Commissione Europea lamentando che la legge tedesca violi le regole comunitarie in materia di aiuti di Stato. In risposta, la Commissione, con una lettera inviata al Governo tedesco in data 25 ottobre 1996, esprime dubbi sulla compatibilità della legge sull'alimentazione elettrica con la disciplina comunitaria in materia aiuti di Stato.

La preoccupazione maggiore risiede nelle modalità di calcolo del prezzo minimo di acquisto dell'elettricità prodotta mediante energia eolica. In particolare, a giudizio della Commissione, il consistente aumento della produzione di energia eolica (da 20 MW nel 1990 a 1.100 MW nel 1995) e il progresso tecnologico (che determina una notevole riduzione dei costi di produzione di elettricità mediante energia eolica) richiedono una riconsiderazione complessiva della tariffa corrisposta ai produttori²²¹. Una mancata riduzione della *feed-in tariff* condurrebbe ad una compensazione eccessiva, con conseguenze negative sulla concorrenza e sul commercio di energia elettrica tra gli Stati membri.

Vengono, pertanto, suggerite alcune modifiche alternative dirette a rendere la legge compatibile con la disciplina degli aiuti di Stato, quali la riduzione del prezzo minimo di acquisto dell'energia elettrica di origine eolica al 75% del prezzo medio di vendita, la limitazione del meccanismo di aiuto nel tempo e/o in funzione della produzione di energia elettrica, oppure l'introduzione di una norma secondo la quale il prezzo di acquisto debba essere calcolato in base ai costi evitati.

La posizione della Commissione viene fatta propria dal Governo conservatore che prova, senza successo, a far votare in Parlamento una modifica legislativa prevedente la riduzione delle tariffe fisse dello

²¹⁹ La cosiddetta "*Kohlepfennig*" viene successivamente dichiarata incostituzionale dalla Corte Costituzionale Tedesca con sentenza dell'11 ottobre 1994,

²²⁰ La VDEW (ora BDEW) è l'associazione che raccoglie le aziende fornitrici di energia in Germania.

²²¹ In base ai dati comunicati dai fornitori di energia elettrica tedeschi, il prezzo di acquisto obbligatorio imposto dalla StrEG 1990, pari a circa DEM 0,17 kW, supera i costi evitati in ragione di DEM 0,085. Tale differenza condurrebbe nel 2005 a costi aggiuntivi per i distributori di energia elettrica pari a DEM 900 milioni.

Stromeinspeisungsgesetz²²². Solo nel 1998, lo StrEG viene profondamente emendato con l'approvazione della legge per l'industria energetica tedesca²²³, varata nell'aprile 1998, con l'obiettivo di recepire la direttiva europea 96/92/CE²²⁴, relativa alla liberalizzazione del mercato energetico elettrico comunitario.

Un primo elemento di innovazione rispetto alla disciplina originaria è che la legge deve applicarsi a tutti i tipi di biomassa e non solo alla biomassa prodotta dall'agricoltura e dalla silvicoltura. Nuova è anche la disposizione secondo cui la legge è applicabile solo all'energia elettrica generata in Germania.

Per quanto riguarda l'obbligo d'acquisto ad un prezzo minimo fisso (art. 2), la riforma del 1998 non apporta modifiche sostanziali. Il criterio rimane quello geografico ("zona di fornitura"). Viene, altresì, introdotta una specifica regola relativa ai cosiddetti impianti off-shore in base alla quale l'energia elettrica prodotta in un impianto sito al di fuori della zona di fornitura di un'impresa fornitrice di energia elettrica deve essere acquistata dall'impresa di distribuzione o di gestione di una rete di fornitura operante sulla rete più vicina al luogo di produzione considerato.

A discapito di quanto suggerito dalla Commissione, l'art. 3, concernente il calcolo del prezzo minimo di acquisto dell'energia elettrica da fonti rinnovabili, non viene in alcun modo rivisto: il prezzo minimo per kWh dell'elettricità prodotta mediante energia eolica rimane fissato al 90% del prezzo medio per kWh dell'energia elettrica fornita ai consumatori finali.

L'articolo 4 viene modificato prevedendo un nuovo meccanismo di compensazione secondo il quale, qualora l'energia elettrica da acquistarsi a norma dell'art. 3, superi il 5% dell'energia elettrica distribuita complessivamente dall'impresa interessata, il gestore della rete a monte deve versare all'impresa medesima un importo compensativo per i costi aggiuntivi determinati dall'obbligo di acquisto della quota di energia elettrica eccedente il 5% (il cosiddetto "primo tetto del 5%"). Pertanto, un produttore di energia elettrica generata da fonti rinnovabili, in caso di "difficoltà", può continuare a fornire energia elettrica al distributore della sua zona. Quest'ultimo, tuttavia, acquisisce il diritto di spostare l'onere finanziario dell'acquisto di energia rinnovabile che ecceda il 5% dell'energia fornita sul fornitore a monte. Peraltro, la stessa regola del 5% si applica anche a favore del gestore della rete a monte (il cosiddetto "secondo tetto del 5%"). Così, qualora la quantità di energia elettrica acquistata, per la quale detto gestore sia

²²² M. HUSTEDT, *Windkraft – Made in Germany*, in F. ALT, J. CLAUS, H. SCHEER, *Windiger Protest. Konflikte um das Zukunftspotential der Windkraft*, Ponte Press, Bochum, 1998.

²²³ *Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts* del 24 aprile 1998, BGBl. I S. 730.

²²⁴ GU L 27 del 30 gennaio 1997.

stato costretto a versare un importo compensativo, ecceda il 5% della propria produzione, egli può, a sua volta, richiedere la compensazione ad un gestore di rete collocato più a monte. In assenza di un tale gestore a monte (come accade normalmente), l'obbligo di acquisto ai sensi dell'art. 2 non trova applicazione per l'energia elettrica prodotta in impianti la cui costruzione non sia stata completata prima della fine dell'anno in cui sia stato raggiunto il secondo tetto del 5%.

Il meccanismo della clausola crea inevitabili incertezze di mercato, limitando di fatto la possibilità di espandere la produzione di energia da fonti rinnovabili oltre la soglia sopracitata. Inoltre, le compagnie responsabili della rete di distribuzione elettrica nelle zone molto ventilate danno luogo ad un robusto contenzioso legale per limitare al massimo i propri obblighi di acquisto e, in alcuni casi, spostano addirittura la produzione elettrica in zone meno ventilate.

A queste difficoltà si aggiunge il fatto che la liberalizzazione del mercato determina da una parte la possibilità per i consumatori di scegliere più o meno liberamente il proprio fornitore di energia elettrica e di sostenere i piccoli progetti locali per la produzione di energia da pannelli fotovoltaici, dall'altra favorisce un abbassamento dei prezzi finali dell'energia in base ai quali le grandi società elettriche acquistavano energia dalle fonti alternative²²⁵.

Nonostante le problematiche sopra elencate, la legislazione di favore determina un notevole sviluppo della produzione di energia da fonte eolica, che passa dai 1100 MW del 1995 ai 6100 MW del 2000²²⁶ facendo così della Germania il primo produttore a livello mondiale. Al contrario, l'impatto dello StreEG è minimo rispetto ad altre fonti rinnovabili, come il fotovoltaico, a causa dello sfavorevole rapporto tra costo della tecnologia e redditività energetica.

Nonostante ciò, anche il fotovoltaico riceve, attraverso canali istituzionali differenti, un notevole contributo per la sua implementazione. Sono i Länder e le numerose municipalità, con l'indispensabile apporto dei privati, a dare gradualmente il via a piccoli progetti di sostegno per i produttori di energia da pannelli fotovoltaici.

Tutto ciò diviene possibile quando, nel 1989, la Regolamentazione federale sulle tariffe elettriche²²⁷ viene modificata nel senso di permettere alle società di distribuzione di concludere con i produttori contratti a tariffe che consentano la copertura totale delle spese sostenute da questi ultimi per l'installazione ed il

²²⁵ P. BOLOGNESI, *La sfida delle rinnovabili in Germania*, Tesi di laurea in scienze politiche a.a. 2008/2009. Università degli Studi di Bologna, relatore Prof.ssa Marcella Emiliani, pag. 56 e ss.

²²⁶ J.P.M. SIJM, *The Performance of Feed-in Tariffs to Promote Renewable Electricity in European Countries*, Working paper, ECN-C-02-083, pag. 6.

²²⁷ *Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt)* del 18 dicembre 1989 (BGBl I S. 2255).

mantenimento degli impianti fotovoltaici, anche qualora gli oneri per i distributori siano superiori ai costi evitati²²⁸. Le eventuali maggiori spese sostenute dalle utility vengono poi distribuite sui consumatori attraverso un lieve incremento della bolletta elettrica²²⁹.

Mentre i grandi distributori sopraregionali rifiutano un simile approccio, le amministrazioni locali subiscono la pressione sinergica degli attivisti e delle neonate associazioni di produttori da fotovoltaico (come Eurosolar e SFV), affinché costringano le utility municipali a concludere questi contratti. Questo modello, conosciuto con il nome di *Aachen Model* perché la prima città ad adottarlo è proprio Aquisgrana, si diffonde rapidamente tra numerose altre municipalità (come Bonn e Norimberga) e viene affiancato da svariate iniziative di supporto messe in campo dai Länder²³⁰.

Nel 1999 il già citato programma federale “1.000 tetti ad energia solare”²³¹ viene rilanciato aumentandone la portata a 100.000 tetti con l’obiettivo di raggiungere una capacità produttiva pari a 300 MW. A tale scopo vengono previsti interessi agevolati per i proprietari degli immobili che decidano di installare pannelli fotovoltaici della potenza di almeno 1 kWh.

Sempre nel 1999 viene introdotta la cosiddetta “ecotassa”²³² sull’elettricità consumata (proveniente da qualsiasi fonte) e vengono ritoccate le accise sui combustibili fossili secondo un aumento percentuale annuale di tassazione. Pur non riuscendo, di fatto, a limitare i consumi di petrolio, anche a causa dei non elevati prezzi del carburante in quel periodo, l’ecotassa riesce a portare nelle casse dello Stato 4,3 miliardi di euro nel 1999 (cresciuti fino a 18,8 miliardi di euro nel 2003²³³). Questo gettito viene perlopiù utilizzato per il welfare, ma una parte non trascurabile (250 milioni di euro per il 2003) viene stanziata per incentivi a favore delle rinnovabili ed, in particolare, per finanziare l’appena citato programma “100.000 tetti ad energia solare”²³⁴.

²²⁸ M. MENDONÇA, *Accelerating the deployment of Renewable energies*, Earthscan Publications, London 2009, pag. 29 e ss.

²²⁹ V. LAUBER, D. POSENDORFER, *Success through continuity: renewable electricity policies in Germany*, in I. DE LOVINOSSE, F. VARONE, *Renewable electricity policies in Europe: tradable green certificates in competitive markets*, Presses univ. de Louvain, Louvain 2004, pag. 137 e ss.

²³⁰ A titolo esemplificativo si possono ricordare i sussidi previsti da Bayernwerk in Baviera e da BEWAG a Berlino per l’installazione di pannelli fotovoltaici sugli edifici scolastici e gli incentivi “cost-oriented rates” adottati da HEW ad Amburgo.

²³¹ Pagina 75 e ss.

²³² *Gesetz zum Einstieg in die ökologische Steuerreform* del 24 marzo 1999 (BGBl. I S. 378)

²³³ Rapporto del Ministero delle Finanze, *Die ökologische Steuerreform ist effektiver Umweltschutz*, Berlin 2004, pag. 14.

²³⁴ V. LAUBER, L. METZ, *Three decades of renewable electricity policies in Germany*, *Energy and Environment*, vol. 15 no. 4 (2004), pag. 605 e ss.

C. LA LEGISLAZIONE FEDERALE SULLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

1. L'ERNEUERBARE-ENERGIEN-GESETZ DEL 2000

Non è un caso che due provvedimenti decisivi come l'ecotassa e il programma "100.000 tetti ad energia solare" siano approvati nel 1999. L'anno prima, il 1998, è segnato da un significativo cambiamento nello scenario politico: la maggioranza conservatrice viene sostituita al governo dalla coalizione formata da socialdemocratici e verdi; da qui la vistosa accelerazione sul fronte delle rinnovabili, che ha come obiettivo primario la complessiva rivisitazione dello StrEG.

Accanto agli indubbi meriti della disciplina vigente, rimangono, infatti, sul tappeto una serie di problematiche che devono necessariamente essere affrontate: anzitutto, il progressivo aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili rende la clausola di salvaguardia del 5% del tutto inadeguata e limitante per lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili. A ciò bisogna aggiungere che, a seguito della liberalizzazione, il prezzo delle bollette elettriche è vistosamente calato determinando, come conseguenza del meccanismo incentivante previsto dallo StrEG, la riduzione delle tariffe pagate ai produttori di energia da fonti rinnovabili. In terzo luogo, si fa pressante la necessità di distribuire l'impatto della normativa in modo armonico sul territorio nazionale. Fondamentale è, inoltre, l'esigenza di garantire che gli investimenti in materia possano essere pianificati con sicurezza per il lungo periodo. Da ultimo, occorre una rivisitazione complessiva della materia in accordo con la legislazione comunitaria.

La spinta della coalizione parlamentare rosso-verde incontra, tuttavia, numerosi ostacoli. Il Ministro dell'Economia, sotto pressione da parte dell'importante lobby delle grandi utility energetiche, tenta di ritardare e di "diluire" gli effetti della riforma in cantiere. Nel mentre, gli oppositori confidano nell'esito della causa pendente avanti alla Corte di Giustizia Europea che riguarda la vecchia legislazione (lo StrEG, appunto) per violazione delle regole comunitarie sugli aiuti di Stato; tali argomentazioni, se accolte, potrebbero essere agevolmente applicate anche alla nuova legge²³⁵.

²³⁵ Ci si riferisce qui alla causa C-379/98 (PreussenElektra AG contro Schleswag AG, con l'intervento di: Windpark Reußenköge III GmbH e Land Schleswig-Holstein). La Sentenza della Corte, intervenuta il 13 marzo 2001, in realtà, nega al meccanismo incentivante previsto dallo StrEG la qualifica di aiuto di stato:

"66. Si deve dunque risolvere la prima questione pregiudiziale nel senso che una normativa di uno Stato membro che, da un lato, obbliga le imprese private di fornitura di energia elettrica ad acquistare l'energia elettrica prodotta nella loro zona di fornitura da fonti di energia rinnovabili, a prezzi minimi superiori al

I gruppi parlamentari di socialdemocratici e verdi trovano, invece, indispensabili alleati nel sindacato dei metalmeccanici e nella VDMA (un'importante associazione che rappresenta oltre 3.000 aziende costruttrici di macchine ed impianti). Grazie a questi appoggi e al generale favore dell'opinione pubblica, nel Marzo del 2000 viene finalmente approvata la nuova legge sulle fonti energetiche rinnovabili (*Erneuerbare-Energien-Gesetz*)²³⁶.

Come chiarisce il Memorandum esplicativo²³⁷, la filosofia dell'atto è tutta improntata sulla necessità di tenere in considerazione i cosiddetti costi esterni dell'energia²³⁸. Sono, pertanto, individuabili tre fondamentali ragioni per poter giustificare il ricorso alle speciali misure di incentivazione previste per le energie rinnovabili. In primis, è evidente il riferimento al principio comunitario "chi inquina paga" dal momento che il legislatore tedesco intende ridurre l'indebito vantaggio competitivo delle imprese energetiche che non si fanno carico dei costi ambientali connessi con la produzione scaricandoli, invece, sulla collettività e sulle generazioni future. In secondo luogo, non si può dimenticare che alcune fonti convenzionali, come il carbone, ricevono sussidi governativi che determinano un prezzo di mercato molto più basso di quello reale. Da ultimo, ci si propone di interrompere il circolo vizioso tra elevato costo unitario e bassa produzione di energia tipico delle tecnologie per la generazione di energia da fonti rinnovabili.

Coerente a queste premesse, l'obiettivo dichiarato della legge: arrivare entro il 2010 ad un livello di produzione di energia da fonti rinnovabili almeno doppio rispetto a quello attuale per contrastare i cambiamenti climatici ed, in generale, le negative incidenze che l'energia da fonti tradizionali determina sulla natura²³⁹.

La legge, dall'articolato assolutamente snello, si preoccupa, anzitutto, di delimitare il proprio ambito di applicazione. In particolare, sono esclusi gli impianti idroelettrici e le installazioni alimentate da rifiuti che abbiano una capacità

valore economico reale di tale tipo di energia elettrica e, dall'altro, ripartisce l'onere finanziario derivante da tale obbligo tra dette imprese di fornitura di energia elettrica e i gestori privati delle reti di energia elettrica situati a monte, non costituisce un aiuto statale ai sensi dell'art. 92, n. 1, del Trattato."

²³⁶ *Erneuerbare-Energien-Gesetz* del 29 marzo 2000 (BGBl. I S. 305)

²³⁷ FEDERAL MINISTRY FOR THE ENVIRONMENT NATURE CONSERVATION AND NUCLEAR SAFETY, *Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources*, in *Solar Energy Policy*, 70 (6), pag. 489 e ss.

²³⁸ Con l'espressione "costi esterni di energia" si intendono i costi associati all'utilizzo di una fonte di energia, che non rientrano nei costi diretti, ovvero la ricerca, il reperimento (estrazione, raffinazione oppure semplice acquisto, spesso gravato da un guadagno speculativo da parte del detentore della risorsa) e il trasporto di combustibili, la costruzione e il costo d'esercizio di una centrale, il riciclaggio delle scorie, lo smantellamento della centrale stessa a fine esercizio, nonché il deposito delle scorie e il loro eventuale riciclaggio (questo soprattutto per le centrali nucleari a fissione). I costi esterni sono anche associati a danni ambientali (effetto serra, emissioni di gas climalteranti, disastri ambientali...).

²³⁹ Art. 1 dell'EEG.

superiore a 5 MW, le strutture a biomassa con potenza maggiore di 25 MW²⁴⁰. Il criterio di esclusione più innovativo concerne, però, gli assetti proprietari degli impianti: la legge, infatti, non si applica agli impianti detenuti dallo Stato Federale o dai Länder in misura superiore al 25%²⁴¹.

Analogamente allo StrEG, l'EEG prevede che gli operatori di rete siano obbligati ad effettuare la connessione degli impianti alla rete elettrica e ad acquistare l'energia dai produttori da fonti rinnovabili²⁴² secondo il criterio della prossimità territoriale²⁴³. Ciò che, invece, viene completamente rivoluzionato è il sistema di compensazione.

Con la nuova normativa, infatti, le *feed-in tariffs* non vengono più calcolate sul prezzo medio finale dell'energia venduta al consumatore, ma vengono predeterminate dalla legge in modo decrescente nel tempo e diversificato a seconda della tipologia di fonte energetica rinnovabile, della tecnologia utilizzata, della localizzazione e della grandezza degli impianti²⁴⁴. Viene, inoltre, prevista la facoltà per il Ministro dell'Ambiente di revisionare ogni due anni le tariffe e le riduzioni programmate per aggiornarle in base allo sviluppo dei costi tecnologici e del mercato energetico²⁴⁵.

La fonte energetica rinnovabile maggiormente beneficiata è, senza dubbio, il fotovoltaico, per il quale viene stabilita una tariffa iniziale pari a 50,52 €cents/kWh²⁴⁶. Per l'energia da fonte eolica devono, invece, essere corrisposti 9,10 €cents/kWh²⁴⁷, mentre, per quanto concerne il grande idroelettrico la tariffa iniziale è limitata a 8,70 €cents/kWh.

²⁴⁰ Tali limitazioni concernono anche gli impianti alimentati da energia solare che superino i 5 MW di potenza. Tuttavia, nel caso in cui le installazioni non siano collegate a/costruite su strutture il cui uso primario sia diverso dalla produzione di energia dal sole il limite è di 100 kW.

²⁴¹ Art. 2 dell'EEG.

²⁴² Art. 3 dell'EEG.

²⁴³ Corollario di questa disposizione è che gli operatori di rete non possono rifiutarsi di connettere alla rete e di pagare la compensazione dichiarando che la linea elettrica lavora già a piena capacità. La legge considera, infatti, tecnicamente idonee alla connessione le linee che possono essere aggiornate a costi ragionevoli. Tale aggiornamento deve essere effettuato senza ritardo qualora vi sia la richiesta di connessione da parte di un produttore.

²⁴⁴ Art. 4-8 dell'EEG.

²⁴⁵ Art. 12 dell'EEG.

²⁴⁶ Art. 8 dell'EEG.

²⁴⁷ Art. 7 dell'EEG. Tale tariffa iniziale è fissa per un periodo di almeno cinque anni, dopo di che può essere ridotta fino alla "tariffa base" di 6,19 €cent/kWh, in relazione alle locali condizioni anemologiche, comparate con un "riferimento di produzione" stabilito dal provvedimento. Installazioni collocate in zone molto ventose ("riferimento di produzione del 150%") ricevono la tariffa iniziale più vantaggiosa solo per i primi cinque anni, mentre per gli impianti collocati in luogo meno favorevoli questa può essere prolungata. Si deve comunque sottolineare come la tariffa inizialmente prevista consenta ai produttori di ricevere un prezzo kWh del 10% superiore rispetto a quello ricevuto negli anni 1998-1999 sotto la vigenza dello StrEG. Si veda A. BATTISTELLA, *Trasformare il paesaggio. Energia eolica e nuova estetica del territorio*, Edizioni Ambiente, Milano 2010, pag. 19.

Per l'energia da biomassa le tariffe sono distinte sulla base della capacità produttiva degli impianti. In particolare, per gli impianti con potenza inferiore ai 500 kW la compensazione prevista è di 10,23 €cents/kWh, per le installazioni tra 500 kW e 5 MW è pari a 9,21 €cents/kWh, mentre per quelle che superano i 5 MW ammonta a 8,70 €cents/kWh²⁴⁸. La EEG non si preoccupa, però, di definire quali tipologie di biomasse possano essere ammesse a godere dei benefici di legge, limitandosi a delegare tale compito ad un successivo atto ministeriale²⁴⁹; a questo scopo viene, dunque, emanata l'Ordinanza sulla generazione di energia elettrica da biomasse del 21 giugno 2001²⁵⁰.

La garanzia per i produttori di un pagamento compensativo secondo criteri certi, fissati per legge e non collegati con l'oscillante prezzo pagato dai consumatori finali in bolletta, favorisce indubbiamente l'istaurarsi di un clima favorevole agli investimenti. Se a ciò si aggiunge il fatto che tale sistema tariffario viene legislativamente garantito per un periodo di venti anni, la salvaguardia per gli operatori del settore è massima²⁵¹.

La nuova legge, inoltre, non ripropone la previsione dell'articolo 4 dello StrEG (clausola di salvaguardia), che limita le tariffe preferenziali per i produttori di fonti energetiche rinnovabili fino alla quota massima del 5% della produzione complessiva. Questo macchinoso espediente viene sostituito dal sistema perequativo a più livelli di cui all'art. 11 dell'EEG. Tale disposizione deve essere necessariamente letta insieme all'articolo 3, che, come meglio specificato in precedenza, prevede che gli operatori di rete più vicini agli impianti debbano provvedere all'allacciamento e all'acquisto dell'energia prodotta da fonti rinnovabili.

Il primo comma dell'articolo 11 prevede che gli oneri connessi alle rinnovabili siano equamente distribuiti tra gli operatori di rete su scala nazionale, tenendo conto della quantità di energia acquistata e dei pagamenti compensativi effettuati. Questa disposizione è evidentemente diretta a rimediare agli squilibri determinati dall'impatto geograficamente disomogeneo della legge previgente,

²⁴⁸ Art. 5 dell'EEG.

²⁴⁹ Art. 2 dell'EEG.

²⁵⁰ *Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung -BiomasseV)* del 21 giugno 2001 (BGBl. I S. 1234). L'ordinanza elenca le tipologie di biomasse che sono considerate ammissibili in considerazione della loro redditività energetica e del loro impatto sul clima, formula gli standard ambientali minimi per queste tecnologie e delinea i procedimenti tecnici che devono essere seguiti per la generazione di energia da queste fonti. Tale ordinanza viene successivamente modificata per adattare la disciplina agli standard previsti dalla Direttiva 2001/77/CE con l'approvazione del *Verordnung zur Änderung der Biomasseverordnung in Kraft* del 9 agosto 2005 (BGBl. 2005 I, 2419).

²⁵¹ Art. 9 dell'EEG. Si fa eccezione per l'energia idroelettrica per la quale, considerati i costi delle installazioni, il termine ventennale può essere prolungato.

che, nei fatti, determina uno svantaggio per i distributori operanti in zone particolarmente ventose. Con l'implementazione del nuovo schema perequativo ciascun operatore di rete sarà tenuto a farsi carico, nella stessa percentuale, dei costi complessivi dell'acquisto di energia rinnovabile in relazione al totale dell'energia trasmessa dallo stesso.

Il quarto comma dell'articolo 11 prevede, inoltre, che le utility che distribuiscono l'energia ai consumatori finali siano esse stesse obbligate ad acquistare e a pagare la compensazione per quella parte di energia che i loro operatori di rete acquistano secondo le modalità di cui sopra²⁵².

Sostanzialmente, quindi, gli operatori di rete scaricano i costi sostenuti per l'acquisto dell'energia elettrica dai produttori da fonti rinnovabili sui distributori. Rimane da capire, tuttavia, se questi ultimi possano, a loro volta, passare tali oneri sui consumatori. In assenza di un'espressa disposizione di legge, i fornitori, per giustificare la maggiorazione, fanno riferimento ai contratti in essere con gli utilizzatori finali in cui viene generalmente prevista una clausola (c.d. Abgaben klausel) che consente di inserire unilateralmente nella bollette elettriche i maggiori costi derivanti da oneri imposti da leggi o da altri atti regolamentari²⁵³.

Grazie alle innovative previsioni contenute nell'*Erneuerbare-Energien-Gesetz*, la già rapida crescita delle fonti energetiche rinnovabili subisce un'ulteriore accelerazione. Già alla fine del 2001 (a meno di due anni dall'entrata in vigore della legge) vengono installati numerosi nuovi impianti eolici tali da portare ad un sostanziale raddoppiamento della capacità produttiva²⁵⁴. Anche il fotovoltaico trae un grande giovamento dalle nuove tariffe incentivanti: nel solo 2001 la potenza complessiva degli impianti cresce del 60%²⁵⁵.

In generale, la quota delle energie rinnovabili sul consumo di energia primaria raggiunge la ragguardevole percentuale del 7% con inevitabili e positivi risvolti sull'occupazione e sugli investimenti nella ricerca in materia.

La crescita delle rinnovabili deve anche essere vista in un'ottica di sostenibilità ambientale: nel solo 2003 il risparmio di emissioni di anidride

²⁵² Questa disposizione non trova applicazione per quelle utility che distribuiscono energia che proviene per oltre il 50% da fonti energetiche rinnovabili. Quest'ultima previsione appare essere del tutto in accordo con il principio "chi inquina paga"; in effetti, come efficacemente esposto dal Memorandum esplicativo alla legge (op. cit.) "*such company have already done enough to protect the environment and manage global warming*".

²⁵³ C. CORINO, *Energy Law in Germany*, C. H. Bech, München 2003, pag. 71

²⁵⁴ A fine 2001, la capacità di produzione nazionale da fonte eolica si attesta a 8.750 MW.

²⁵⁵ Si veda il report presentato dalla Enquete Commission, *Sustainable Energy Supply*, del 28 giugno 2002, disponibile su www.bundestag.de.

carbonica si aggira intorno ai 53 milioni di tonnellate, 23 dei quali direttamente ascrivibili alle nuove installazioni energetiche non inquinanti²⁵⁶.

2. LE MODIFICHE DEL 2004: UN NUOVO EEG

Nel 2003, soltanto tre anni dopo la sua approvazione, la legge viene rivista con l'approvazione di due distinti emendamenti. Il primo di questi²⁵⁷ va ad integrare la disciplina del sistema perequativo di cui all'articolo 11 dell'EEG inserendo una clausola di salvaguardia, mentre il secondo²⁵⁸ rimodula le tariffe compensative previste per il fotovoltaico anche alla luce della conclusione del programma "100.000 tetti ad energia solare"²⁵⁹.

L'anno successivo, la maggioranza rosso-verde ancora al governo del Paese decide di operare una revisione complessiva della legge che tiene conto non solo delle nuove esigenze del mercato energetico, ma anche del mutato quadro normativo di riferimento a livello comunitario²⁶⁰.

Dopo la ricomposizione di dissidi interni all'Esecutivo²⁶¹ ed un'articolata discussione con l'opposizione nell'ambito di un comitato di conciliazione appositamente predisposto nel Bundesrat, viene approvata la nuova versione dell'EEG che entra in vigore dal 1° luglio 2004²⁶².

Con l'approvazione della riforma si assiste ad un profondo restyling del previgente impianto legislativo dell'EEG²⁶³. Già all'art. 1, l'obiettivo originario di raddoppiare la quota di energia da fonti rinnovabili entro il 2010 viene meglio

²⁵⁶ *Amending the Renewable Energy Sources Act (EEG). Key provisions of the new EEG as amended on 21 July 2004.* Rapporto esplicativo disponibile sul sito www.bmu.de.

²⁵⁷ *Erstes Gesetz zur Änderung des EEG (BGBl. 2003 I, 1459).* In particolare, la nuova disposizione introdotta prevede che le imprese manifatturiere o ad alto fabbisogno energetico, che acquistino su base annua più di 100 GWh di energia ad un determinato punto di consegna e per le quali il rapporto tra costi energetici e valore aggiunto lordo (cioè la misura dell'incremento di valore che si verifica nell'ambito della produzione) ecceda il 20%, non debbano pagare più di 0,05 cent/kWh per la parte di energia diretta a soddisfare i loro bisogni aggiuntivi, che derivi da fonte rinnovabile. Tali valori soglia vengono poi modificati con l'approvazione dell'EEG 2004. In particolare, per far scattare la clausola, è sufficiente l'acquisto di almeno 10 GWh ed un rapporto tra costi e valore aggiunto superi il 15%.

²⁵⁸ *Zweites Gesetz zur Änderung des EEG (BGBl. 2003 I, 3074).*

²⁵⁹ Tali disposizioni vengono poi inglobate nel nuovo EEG del 2004

²⁶⁰ Ci si riferisce in particolare alla Direttiva 2001/77/CE.

²⁶¹ All'interno del Governo, l'influente Ministro dell'Economia Clement, politico di lungo corso proveniente dalla regione carbonifera del Nord Reno-Westfalia, è contrario al sistema "feed-in tariff", pretendendo, in particolare, una revisione delle tariffe concernenti l'eolico.

²⁶² *Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich* del 21 luglio 2004 (BGBl. 2004 I, 1918).

²⁶³ R. WÜSTENHAGEN, M. BILHARZ, *Green Energy Market Development in Germany: Effective Public Policy and Emerging Customer Demand*, University of St. Gallen Institute for Economy and the Environment, St. Gallen 2004, pag. 30 e ss.

specificato stabilendo precise percentuali da raggiungere in coerenza con quanto stabilito dalla Direttiva 2001/77 CE. In particolare, entro il 2010, la quota da rinnovabili sul totale di energia prodotta dovrà essere pari al 12,5% entro il 2010 ed al 20% entro il 2020.

Accanto a questo traguardo, vengono indicate altre ed importanti finalità: lo sviluppo energetico sostenibile negli interessi del clima, della natura e della protezione dell'ambiente, la riduzione dei costi macroeconomici relativi alla fornitura di energia ed alle esternalità a questa connesse, la ricerca di soluzioni che consentano di essere meno dipendenti dalle importazioni di combustibili fossili.

A tal fine, è fondamentale insistere sulle politiche relative alle tariffe incentivanti, alla trasmissione ed alla distribuzione dell'energia prodotta da fonti energetiche rinnovabili. Tutto questo consentirà di mantenere e pianificare con certezza gli investimenti nel settore per le imprese, i produttori, gli investitori e le banche.

L'articolo 2 dell'EEG 2004, nel definire l'oggetto della legge, stabilisce un principio decisivo: gli impianti che producono energia da fonti rinnovabili devono essere connessi alla rete senza ritardo e, soprattutto, con priorità rispetto agli impianti alimentati da fonti convenzionali. Tale priorità concerne anche l'acquisto.

Per evitare possibili fraintendimenti, la legge si preoccupa poi di offrire una definizione di alcuni termini essenziali ai fini della sua applicazione: energia rinnovabile²⁶⁴, impianto, operatore di impianto, committente, capacità, rete elettrica ed operatore di rete²⁶⁵.

La legge emendata conferma la previsione dell'obbligo di acquisto e di allacciamento a carico degli operatori di rete più prossimi alle installazioni che producono energia da fonti rinnovabili. Le modalità di tale obbligazione vengono, tuttavia, specificate in modo più puntuale soprattutto per quanto concerne l'aggiornamento delle reti ed il diritto di connessione²⁶⁶.

²⁶⁴ Le fonti rinnovabili considerate ai fini dell'applicazione della legge sono: l'idroelettrico, incluso quello ricavato dalle correnti, dalle onde, dalle maree, dalle correnti di marea e dal gradiente termico tra superficie e fondali, l'eolico, il solare, il geotermico, le biomasse che includono il biogas, il gas da discarica e quello proveniente dal trattamento dei reflui oltre alla parte biodegradabile dei rifiuti domestici ed industriali.

²⁶⁵ Art. 3 dell'EEG 2004.

²⁶⁶ L'art. 4 comma 1 prevede, infatti, che possano richiedere di essere connessi alla rete solo quei produttori che siano iscritti in un apposito registro. Il terzo comma, invece, introduce per gli impianti di produzione l'obbligo di introdurre accorgimenti tecnici che consentano, in caso di sovraccarico della rete, di ridurre la fornitura di energia alla stessa. In mancanza, l'obbligazione degli operatori di rete di acquistare energia si applicherà soltanto se la capacità della rete non sarà già occupata da energia fornita da altri impianti a fonte rinnovabile.

In questo senso, il nuovo articolo 4 promuove l'incontro tra i diversi interessi di produttori e operatori di rete attraverso strumenti di diritto privato. L'idea è quella di costituire una sorta di *management* della produzione di energia da fonti rinnovabili che consenta di integrare con più facilità gli impianti nelle reti, prevedendo, a tal scopo, anche la possibilità che produttori e operatori di rete possano accordarsi contrattualmente in deroga alla priorità di acquisto prevista dalla legge. Questo è particolarmente importante, non solo per la modernizzazione delle reti, ma anche per il bilanciamento del carico di energia, determinando un minor costo nella produzione e nella distribuzione e, conseguentemente, prezzi più bassi per i consumatori finali²⁶⁷.

Il nuovo EEG ripropone, inoltre, il ben rodato principio di "esclusività" con riguardo alle tariffe incentivanti che potranno essere corrisposte dagli operatori di rete solo a vantaggio dei produttori che utilizzano esclusivamente fonti rinnovabili e gas da miniera in accordo con le previsioni degli articoli 6-11 della legge²⁶⁸.

Accanto a ciò, sempre nell'ottica di permettere una reale integrazione delle rinnovabili nel sistema di trasmissione, la legge introduce, a carico degli esercenti gli impianti di capacità superiore a 500 kW, l'obbligo di misurare e registrare la loro produzione²⁶⁹. Chiaro è l'intento del legislatore di creare una sorta di *database* della produzione di energia da fonti rinnovabili che consenta agli operatori di rete di operare una compiuta pianificazione.

Per quanto riguarda le tariffe incentivanti, con la revisione del 2004, facendo tesoro delle esperienze applicative acquisite nei quattro anni dall'entrata in vigore dell'EEG, viene creato un sistema ancora più differenziato che fa riferimento a criteri e parametri quali: la tipologia della fonte, la taglia dell'impianto, le tecnologie innovative utilizzate, l'impatto ambientale dell'intervento (applicato solo all'idroelettrico), il tipo di materia prima utilizzata (negli impianti a biomassa)²⁷⁰.

Rispetto alle biomasse, viene previsto un sensibile ritocco verso l'alto delle tariffe previste nell'EEG del 2000, dimostratesi troppo basse per garantire lo sviluppo di tale fonte energetica. Pertanto, per gli impianti di capacità fino a 150 kW il pagamento viene elevato a 11,5 cents/kWh, mentre per quelli fino a 500 kW

²⁶⁷ *Amending the Renewable Energy Sources Act (EEG). Key provisions of the new EEG as amended on 21 July 2004.* Rapporto esplicativo, pag. 5. Disponibile su: www.erneuerbare-energien.de.

²⁶⁸ Art. 5 dell'EEG 2004.

²⁶⁹ Sulla base dell'art. 13 co 1 gli operatori degli impianti hanno diritto ad eseguire le loro misurazioni autonomamente o, in alternativa, a nominare per questo compito un soggetto terzo di loro scelta.

²⁷⁰ E. CENTENO LÓPEZ, T. ACKERMANN, *Grid Issues for Electricity Production. Based on Renewable Energy Sources in Spain, Portugal, Germany, and United Kingdom. Annex to Report of the Grid Connection Inquiry, Statens Offentliga Utredningar, Fritzes Offentliga Publikationer, Stoccolma 2008*, pag. 113 e ss.

è fissato a 9,9 cents/kWh. Per gli impianti più grandi le tariffe sono pari a 8,9 cents/kWh e a 8,4 cents/kWh a seconda se le installazioni superino o meno la capacità di 5 MW²⁷¹.

Agli importi sopraindicati possono essere applicati una serie di bonus, il primo dei quali concerne l'uso di materie prime di recupero. In questo senso, le tariffe sono elevate (di 6,0 cents/kWh per gli impianti fino a 500 kW e di 4.0 cents/kWh per gli impianti fino a 5 MW), qualora l'energia derivi esclusivamente da piante o parti di esse che siano residui di operazioni di agricoltura, silvicoltura, orticoltura e che non siano soggette ad altri trattamenti o modifiche (eccetto le operazioni di raccolta, conservazione e trasformazione)²⁷². Questa maggiorazione riflette i costi più elevati che si incontrano utilizzando queste tipologie di materiali a fini energetici ed, allo stesso tempo, si propone di incrementare lo sfruttamento di questi materiali di scarto.

Un secondo bonus di 2.0 cents/kWh viene applicato all'energia da cogenerazione prodotta in accordo con la legge sulla produzione combinata di energia e calore²⁷³. Si prevede, infine, una maggiorazione tariffaria di 2.0 cents/kWh in caso di ricorso a processi tecnici innovativi (p.e. gassificazione termochimica, celle a combustibile, turbine a gas, ciclo organico di Rankine, ciclo Kalyna e motore Stirling).

Per quanto riguarda il solare, l'articolo 11 offre una garanzia di pagamento ventennale fissando la tariffa base a 45,7 cents/kWh. Nel caso si tratti di installazione costruita su tetto o adesa alle pareti esterne di un edificio il prezzo pagato al produttore è elevato: a 57.4 cents/kWh per gli impianti al di sotto di 30 kW di capacità, a 54.6 cents/kWh in caso si superi tale soglia e a 54.0 cents/kWh per quelli che si attestino ad almeno 100 MW. Se i pannelli sono collocati sulla facciata è prevista un ulteriore incremento di 5,0 cents/kWh.

Per gli impianti non collegati ad un edificio, al fine di evitare che gli stessi siano collocati in aree sensibili dal punto di vista naturalistico, la tariffa incentivante può essere corrisposta soltanto se installati in alcune tipologie di zone specificamente definite ex lege in conformità al piano locale di sviluppo (art. 30 del Codice Federale sull'urbanistica²⁷⁴) ed alle procedure di pianificazione di cui all'articolo 38 dello stesso codice.

²⁷¹ La legge stabilisce che le tariffe subiscano una riduzione annuale dell'1,5% a partire dal 1° gennaio 2005. I pagamenti per l'energia prodotta da impianti alimentati a biomasse hanno durata ventennale.

²⁷² L'art. 8 dell'EEG 2004 contiene un'eccezione a questa regola qualora si tratti di energia prodotta da legna da ardere; in questo caso, per gli impianti di dimensioni comprese tra 500 kW e 5 MW il bonus è ridotto a 2.5 cents/kWh.

²⁷³ *Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz* del 19 marzo 2002 (BGBl. 2002 I, 1092).

²⁷⁴ *Baugesetzbuch* (BauGB) del 18 agosto 1997 (BGBl. 1997 I, 2081).

La legge prevede una diminuzione annuale delle tariffe, pagate per l'energia solare, pari al 5% annuo a partire dal 1° gennaio 2005. Tale ridimensionamento scatta, per le installazioni collocate sulle facciate delle abitazioni o sui tetti, un anno dopo (il 1° gennaio 2006) ed è pari al 6,5%.

Rispetto all'eolico l'EEG opera un'importante distinzione tra impianti on shore e off shore. Per quanto riguarda i primi, l'energia in essa prodotta è soggetta al pagamento incentivante per vent'anni. In questo periodo, tuttavia, sono applicate due diversi trattamenti economici: per almeno cinque anni la tariffa è pari a 8.7 cents/kWh, scendendo successivamente a 5.5 cents/kWh²⁷⁵.

Il periodo di applicazione della tariffa iniziale è esteso in dipendenza delle caratteristiche anemologiche. Ad esempio, in siti caratterizzati da una ventosità media, la più alta rata iniziale dovrebbe rimanere in vigore per circa dodici anni, mentre la tariffa base si applicherebbe per i rimanenti otto anni²⁷⁶.

Per evitare installazioni in zone prive di vento, le tariffe incentivanti non possono essere applicate qualora si attesti, sulla base di un'analisi condotta ex ante da esperti del settore, che tali impianti possano rendere in misura inferiore al 60% del loro potenziale.

Gli impianti off-shore, caratterizzati da una tecnologia più recente e meno collaudata, ricevono una tariffazione superiore, pari a 9.1 cents/kWh, se commissionati entro il 2010²⁷⁷. Questo periodo viene esteso nel caso in cui le installazioni vengano collocate a grande distanza dalla costa o su fondali molto profondi²⁷⁸.

Al *rate* iniziale segue, dopo 12 anni, segue la tariffa di 6.19 cents/kWh. E' da notare che, a differenza dell'eolico on-shore, per l'off-shore il decremento annuo del 2% si applica solo a partire dal 1° gennaio 2008.

Infine, per assicurare che gli impianti non siano costruiti in aree sensibili dal punto di vista faunistico e naturalistico, si prevede che i meccanismi incentivanti non possano essere adottati per impianti costruiti in aree protette.

Oltre a questa importante revisione delle tariffe, il nuovo EEG si propone di offrire migliori garanzie per i produttori per quanto concerne l'acquisto, l'accesso alla rete ed il pagamento²⁷⁹.

²⁷⁵ Art. 10 co. 1 dell'EEG.

²⁷⁶ A queste tariffe si applica una riduzione del 2% annuo a partire dal 1° gennaio 2005.

²⁷⁷ Gli impianti possono essere qualificati come off-shore soltanto se costruiti ad una distanza di almeno tre miglia nautiche dalla costa.

²⁷⁸ In particolare, per ogni miglia marittima di distanza dalla costa ulteriore alle dodici il termine è esteso di 0,5 mesi. Così, per ogni metro addizionale di profondità dopo i venti, il periodo della tariffazione iniziale viene aumentato di 1,7 mesi.

²⁷⁹ Art. 12 dell'EEG 2004.

Viene, infatti, chiarito che gli esercenti gli impianti alimentati da fonti rinnovabili sono direttamente legittimati dalla legge a richiedere la connessione, l'acquisto e l'appropriato pagamento da parte dei gestori di rete senza alcuna necessità di stipulare un contratto. Ovviamente è sempre possibile concludere un accordo tra produttori e operatore di rete così da poter meglio regolare tutti gli aspetti tecnici concernenti l'integrazione dell'impianto con la rete.

Il nuovo EEG propone inoltre una sorta di "scala mobile" per le fonti rinnovabili (come le biomasse o il fotovoltaico), per le quali si prevede un diverso livello di tariffazione a seconda delle capacità del sito. Per evitare che scatti immediatamente la tariffa più alta o più bassa quando si oltrepassi una soglia prevista dalla legge, l'articolo 12 stabilisce che il pagamento applicabile sia calcolato sulla base della produzione media annuale. In questo modo si eviterebbe una scorretta retribuzione tra installazioni di diverse dimensioni, evitando di distribuire incentivi eccessivi o inadeguati.

La legge, a garanzia dell'investimento dei produttori, prevede inoltre che la durata delle tariffe incentivanti sia almeno pari a vent'anni con l'eccezione dell'idroelettrico, per il quale è previsto un periodo di trent'anni per gli impianti di piccole dimensioni e di quindici anni per quelli più grandi²⁸⁰.

L'articolo 12 al quarto comma introduce un'importantissima nuova norma a tutela dei produttori: si fa divieto per gli operatori di rete di effettuare compensazioni tra pagamenti reclamati ai produttori e la tariffa da corrispondere a questi ultimi per l'acquisto di energia rinnovabile qualora i suddetti pagamenti siano contestati o non siano stati legalmente accertati. Evidente è l'intento del legislatore di impedire che i gestori di rete, che hanno un potere economico molto superiore e che continuano a detenere una sorta di monopolio naturale, gravino il produttore di costi eccessivi ed ingiustificati per spese di contatore, bolletta, potenza reattiva, servizi per l'approvvigionamento ed altro facendo leva su sistemi di compensazione e sul fatto che i piccoli produttori difficilmente si sobbarchino i costi e rischi di un procedimento giudiziale per far valere la propria posizione.

In aggiunta a ciò, la legge istituisce una procedura agevolata per ottenere un'ingiunzione giudiziale che obblighi temporaneamente alla connessione, all'acquisto e al pagamento per l'energia generata da fonti rinnovabili²⁸¹. Il bisogno di una simile previsione dipende essenzialmente dalla necessità di superare la prassi, invalsa nei Tribunali tedeschi, di rigettare gli ordinari ricorsi per ingiunzione

²⁸⁰ Ovvero quelli con capacità compresa tra 5 e 150 MW.

²⁸¹ Art. 12 comma 5 dell'EEG 2004.

sulla base del fatto che i produttori hanno comunque la possibilità di instaurare successivamente un giudizio ordinario per danni²⁸².

Il nuovo EEG si propone, inoltre, che le relazioni tra i diversi soggetti coinvolti siano regolate secondo la massima trasparenza. In particolare, l'articolo 13 traccia una netta distinzione tra i costi per la connessione degli impianti alla rete (che devono essere sostenuti dagli operatori degli impianti) e i costi degli aggiornamenti della rete (che sono posti a carico del gestore della rete). Gli operatori di rete possono tener conto di questi costi quando determinano la tariffa per l'uso del sistema. Tali oneri aggiuntivi, tuttavia, devono essere evidenziati in modo da garantire la massima trasparenza al consumatore finale che non può vedersi caricati dei costi ulteriori senza che questi siano giustificati.

In questa direzione, vanno anche l'istituzione di un pubblico registro degli impianti²⁸³, l'obbligo di rendere pubblici i volumi energetici trattati e dei pagamenti corrisposti per ogni tipologia di fonte energetica rinnovabile²⁸⁴, nonché il divieto di vendita multipla per la stessa elettricità²⁸⁵. Inoltre, in conformità con quanto previsto dalla Direttiva 2001/77/CE, il nuovo EEG fissa le regole per il rilascio, da parte delle autorità amministrative competenti, della garanzia di origine per l'elettricità proveniente da fonti rinnovabili in modo da garantire la massima informazione per il consumatore finale²⁸⁶.

Infine, per ricomporre le dispute e per prevenire i ricorsi davanti all'autorità giudiziaria, viene istituita una camera di compensazione (*Clearingstelle*) che si pronunci sulla corretta applicazione delle norme contenute nell'EEG²⁸⁷. La procedura avanti alla camera presenta innumerevoli vantaggi rispetto ad un normale procedimento giudiziale. Oltre alla tempistica delle decisioni, è da segnalare che il servizio offerto è assolutamente gratuito per tutti gli *stakeholder* che abbiano obbligazioni o diritti in forza dell'EEG²⁸⁸.

²⁸² In questo modo i produttori sarebbero sostanzialmente impossibilitati a ricevere una tutela efficace, ancorché provvisoria, dei propri diritti.

²⁸³ Art. 15 dell'EEG 2004.

²⁸⁴ Gli operatori di rete devono, altresì, fornire i dati necessari per determinare quali pagamenti siano stati effettuati in relazione al sistema perequativo di cui all'art. 14 dell'EEG 2004 che sostanzialmente ricalca quanto previsto dall'art. 12 dell'EEG 2000.

²⁸⁵ Art. 18 dell'EEG 2004. La regola risponde, altresì, ad una logica di sostenibilità chiarendo, in sostanza, che i benefici ambientali delle rinnovabili (ed, in particolare, le emissioni zero) non possano essere venduti più di una volta.

²⁸⁶ L'art. 17 dell'EEG 2004 elenca i dati da includere nel certificato; tra questi, per esempio: tipo di energia usata, quantità di energia prodotta nell'impianto, periodo di produzione...

²⁸⁷ Art. 19 dell'EEG 2004. Per una più completa cognizione sull'istituto si rimanda a: www.clearingstelle-eeg.de/english

²⁸⁸ La *Clearingstelle* non offre, al contrario, pareri o consulenze su progetti.

3. L'ATTUALE VERSIONE DELLA LEGGE: L'EEG 2009

Come si è potuto appurare nelle pagine che precedono, l'EEG, intervenendo in una materia relativamente nuova ed in costante evoluzione, è stato più volte modificato per perfezionare il funzionamento dei meccanismi incentivanti in esso previsti. La visione della legge tedesca sulle rinnovabili come un cantiere aperto è, peraltro, condivisa dallo stesso legislatore che, all'articolo 20 dell'EEG 2004 prevede che il Ministro dell'Ambiente debba costantemente riferire al *Bundestag* sull'impatto delle norme e sull'eventuali modifiche necessarie, non solo nell'ottica di garantire la continua espansione delle fonti energetiche rinnovabili, ma anche in quella di rendere le regole più efficienti, evitando che siano corrisposti incentivi troppo elevati.

In accordo con il predetto articolo 20, il Ministro dell'Ambiente presenta, nel novembre del 2007 un *report*²⁸⁹ nel quale si cerca di dar conto dei progressi produttivi e, nel contempo, di suggerire possibili innovazioni da approntare alla legge.

I dati evidenziati mostrano un'indubbia crescita in termini reali e percentuali delle fonti energetiche rinnovabili, che, nel 2006, raggiungono la quota del 11,6% sul totale del consumo di energia primaria. In particolare, continua il trend positivo dell'eolico che si attesta a 30.7 miliardi kWh, coprendo il 5% del consumo energetico, seguito dall'idroelettrico con 20.7 miliardi kWh. In forte crescita anche l'elettricità generata da biomasse che raggiunge quota 15.6 miliardi kWh (il 2,5% del consumo energetico lordo) ed il fotovoltaico attorno a 2.2 miliardi kWh in 2006 (lo 0,4% del consumo energetico lordo).

Questi importanti risultati hanno ovviamente un riflesso ambientale molto importante: grazie alla implementazioni delle rinnovabili, nel solo 2006 si assiste ad una riduzione di emissioni di anidride carbonica pari a 44 milioni di tonnellate.

Anche sul piano economico-occupazionale i benefici apportati dalla imponente crescita delle rinnovabili sono ragguardevoli. Il giro d'affari relativo alle energie rinnovabili, nel 2006, raggiunge 22,9 miliardi di euro, dei quali almeno 14,2 è direttamente attribuibile ai meccanismi incentivanti messi in campo dall'EEG. Non solo: sul piano dell'export tecnologico la Germania si attesta come leader mondiale e sul versante dell'occupazione il settore arriva a contare, nel 2006, 236.000 persone con una crescita di 76.000 unità rispetto all'anno precedente.

²⁸⁹ FEDERAL MINISTRY FOR THE ENVIRONMENT, NATURE CONSERVATION AND NUCLEAR SAFETY, *Renewable Energy Sources Act (EEG). Progress Report 2007*. Disponibile al seguente indirizzo: http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/erfahrungsbericht_eeg_2007_zf_en.pdf

Nonostante gli eccezionali traguardi raggiunti dall'EEG, il report offre diverse considerazioni su quali aspetti della normativa sarebbe il caso di intervenire²⁹⁰.

Oltre a specifiche indicazioni da attuare per le singole fonti energetiche rinnovabili, il documento si preoccupa di alcune problematiche di carattere generale come il miglioramento sicurezza della rete di trasmissione e la facilitazione dello scambio di energia tra il produttore e la rete.

Per esempio, si propone un sistema di gestione che, in caso di sovraccarico della rete, consenta di regolare il flusso energetico che provenga dagli impianti che possono determinare il problema. A tal scopo sarebbe necessario che gli operatori di rete possano controllare a distanza tutti gli impianti alimentati da fonti rinnovabili che abbiano una potenza superiore a 100 kW.

Il report evidenzia anche possibili modifiche atte a favorire, garantire e semplificare gli investimenti in materia. In tal senso, vanno le proposte di un periodo di remunerazione uniforme per tutte le fonti rinnovabili (di durata ventennale), chiarire le implicazioni del divieto di vendita multiple²⁹¹ e rielaborare il "principio di uso esclusivo" in modo meno stringente così da permettere il pagamento di tariffe incentivanti anche nei confronti di elettricità generata da un mix di fonti energetiche.

Basandosi sulle istanze contenute nel *Progress Report 2007*, l'esecutivo federale presenta, nel dicembre del 2007 una proposta di legge per una revisione dell'EEG, unitamente ad un pacchetto di altri 13 atti (leggi ed ordinanze)²⁹² e a sette piani d'azione che vanno ad inserirsi nell'ambito del Programma integrato Clima-Energia²⁹³. Tra gli strumenti del Programma, il nuovo EEG dovrebbe fornire il massimo contributo alla protezione del clima riducendo le emissioni di gas clima-alteranti entro il 2020 di 55 milioni di tonnellate rispetto ai livelli del 2006.

²⁹⁰ U. BÜSGEN – W. DÜRRSCHMIDT, *The expansion of electricity generation from renewable energies in Germany. A review based on the Renewable Energy Sources Act Progress Report 2007 and the new German feed-in legislation*, Energy Policy 37 (2009), Elsevier, pag. 2536 e ss.

²⁹¹ Art. 18 dell'EEG 2004.

²⁹² Tra queste vale la pena di ricordare lo EEWärmeG (BGBl. 2008 I, 1658 - legge concernente l'uso delle rinnovabili per il riscaldamento degli edifici) e il nuovo KWKG (BGBl. 2008 I, 2101 - legge concernente la produzione combinata di energia e calore). Sul primo dei due atti appena citati si veda, più diffusamente, pag. 103 e ss.

²⁹³ *Integriertes Energie- und Klimaprogramm* adottato a Meseberg il 23-24 agosto 2007 con decisione del Governo Federale. Il piano ha l'obiettivo di implementare, proponendo un ventaglio di misure concrete, le politiche comunitarie assunte con il "Pacchetto energia" del gennaio 2007. Obiettivi dichiarati del programma Tedesco sono la sicurezza della fornitura di energia, l'efficienza economica e la protezione dell'ambiente.

Nell'ottobre 2008 il progetto governativo del nuovo EEG²⁹⁴, dopo aver superato il vaglio del Parlamento, viene approvato con pochi aggiustamenti concernenti eminentemente il piano tariffario.

Con l'approvazione del nuovo atto, la direzione della politica tedesca sulle rinnovabili rimane sostanzialmente inalterata. L'idea di fondo rimane, infatti, quella di incentivare la produzione di energia da fonti rinnovabili per consentire una maggiore sicurezza degli approvvigionamenti energetici e una riduzione delle emissioni di gas serra dannosi per il clima e per l'ambiente. Tuttavia, con la nuova versione dell'EEG la Germania si dà obiettivi ancora più ambiziosi: l'obiettivo del 20% di rinnovabili sul totale degli approvvigionamenti di elettricità (previsto dall'EEG 2004) viene sensibilmente rivisto e fissato al 30%²⁹⁵.

Eccetto alcuni significativi cambiamenti che si andranno ad analizzare, i principi generali regolanti l'atto del 2004 non subiscono modifiche²⁹⁶. Gli esercenti gli impianti restano titolati a richiedere la connessione dei loro impianti alla rete, mentre gli operatori di rete restano obbligati ad effettuare la connessione, ad acquistare e a pagare l'elettricità prodotta ai prezzi stabiliti dalla legge²⁹⁷.

A questo scopo, la legge impone che gli operatori di rete, a fronte di una richiesta di connessione, debbano immediatamente porre in essere tutte le misure necessarie per ottimizzare, migliorare ed espandere la loro rete utilizzando le migliori tecnologie disponibili (*best available technology*) così da permettere l'acquisto, la trasmissione e la distribuzione dell'elettricità generata da fonti energetiche rinnovabili²⁹⁸.

Nonostante questa obbligazione, gli operatori di rete possono, in casi eccezionali, regolare e coordinare la fornitura di elettricità proveniente da impianti alimentati da fonte rinnovabile con capacità superiore a 100 kW²⁹⁹. In tal modo si intende realizzare quel management del flusso energetico, già proposto nel *Report* 2007, che consenta un'equilibrata somministrazione di energia alla rete per evitare che si realizzino problemi di gestione. Sostanzialmente, la nuova disciplina prevede che i gestori della rete possano ridurre o sospendere la fornitura da alcuni impianti qualora si verificassero pericoli di sovraccarico. A questo scopo gli operatori di rete

²⁹⁴ Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG 2009) del 25 ottobre 2008 (BGBl. I S. 2009, 2074). L'atto entra in vigore dal 1° gennaio del 2009.

²⁹⁵ Art. 1 co. 2 dell'EEG 2009.

²⁹⁶ M. SCHAEFER, D. BÜLLEFELD, *New German Renewable Act adopted*, Freshfields Bruckhaus Deringer LLP, Berlino 2009, pag. 1 e ss.

²⁹⁷ Art. 5 co. 1 dell'EEG 2009.

²⁹⁸ Art. 9 co. 1 dell'EEG 2009.

²⁹⁹ Art. 11 co. 1 dell'EEG 2009.

hanno il diritto di richiedere che gli impianti di produzione siano muniti di strumentazioni che consentano agli stessi operatori di governare a distanza il traffico elettrico.

L'articolo 12 della legge prevede che gli esercenti gli impianti interessati dal sistema di gestione appena descritto siano indennizzati dagli operatori di rete³⁰⁰. Tale indennizzo può essere concordato individualmente tra l'operatore di rete ed il produttore o, in assenza di tale accordo, deve corrispondere la mancata compensazione³⁰¹ ed il mancato guadagno derivante dall'uso del calore prodotto³⁰².

Uno degli elementi di novità più interessanti della nuova disciplina concerne la possibilità per i produttori di commercializzare liberamente l'elettricità generata da fonti rinnovabili³⁰³. Gli esercenti gli impianti hanno il diritto di vendere direttamente a terzi l'elettricità generata nelle loro installazioni su base mensile; per far ciò è sufficiente informare l'operatore di rete prima dell'inizio del mese precedente. Se sceglie questa opzione, il produttore perde il diritto a percepire la remunerazione fissa stabilita dall'EEG per tutta l'elettricità prodotta in quel mese³⁰⁴.

L'EEG 2009³⁰⁵ introduce anche la possibilità di vendere direttamente soltanto una certa percentuale di elettricità prodotta da fonti rinnovabili senza perdere il diritto di ricevere la tariffa fissa per la parte rimanente a condizione che dichiarare all'operatore di rete quale percentuale intenda commercializzare in proprio e che tale percentuale possa essere verificata in ogni momento.

Per quanto concerne il lato tariffario, la legge emendata si propone di risolvere la questione della compensazione da corrispondere ai cosiddetti "impianti multipli". La prassi che si cerca di arginare è quella della frammentazione degli impianti in piccole unità per ricevere una compensazione più elevata. Pertanto, l'articolo 19 comma 1 dell'EEG prevede che gli impianti multipli siano trattati come un singolo impianto qualora siano collocati nella stessa proprietà o nelle dirette vicinanze, generino elettricità da fonti rinnovabili simili, ricevano

³⁰⁰ FEDERAL MINISTRY OF FOOD, AGRICULTURE AND CONSUMER PROTECTION, *The Renewable Energy Sources Act and the Renewable Energies Heat Act*, pag. 9 e ss. Disponibile al seguente indirizzo: <http://www.bmelv.de/cae/servlet/contentblob/744432/publicationFile/40522/DataFactsBiomass-EEG.pdf>

³⁰¹ Per mancata compensazione devono intendersi i pagamenti che sarebbero stati corrisposti in accordo con l'EEG o il prezzo che il produttore avrebbe ricevuto vendendo sul mercato l'elettricità.

³⁰² Tale importo deve essere determinato sulla base dei contratti di fornitura di calore (per riscaldamento).

³⁰³ Art. 17 co. 1 dell'EEG 2009.

³⁰⁴ Il produttore, per riprendere a ricevere la remunerazione fissa, deve avvisare l'operatore di rete entro l'inizio del mese precedente.

³⁰⁵ Art. 17 co. 2 dell'EEG 2009.

compensazioni dall'EEG in dipendenza del loro rendimento ed, infine, siano stati commissionati nel medesimo ambito temporale³⁰⁶.

Un'altra importante novità riguarda la durata delle tariffe incentivanti: a differenza della previgente versione della legge, il nuovo EEG fissa un termine ventennale per tutte le fonti energetiche rinnovabili, idroelettrico compreso³⁰⁷.

La legge compie, inoltre, una profonda rivisitazione delle tariffe da corrispondere per l'elettricità prodotta da ogni singola fonte rinnovabile. In particolare, rispetto all'eolico, viene previsto un innalzamento della tariffa iniziale a 9,2 cent/kWh, mentre la tariffa base (che entra in vigore cinque anni dopo l'installazione dell'impianto) è fissata a 5,02 cent/kWh³⁰⁸. La tariffa, come nelle precedenti versioni dell'EEG, subisce un decremento annuale, ora fissato all'1%.

L'EEG 2009 istituisce anche un bonus speciale (cosiddetto "repowering bonus")³⁰⁹ di 0,5 cent kWh per la sostituzione di turbine che abbiano più di dieci anni con nuove turbine che abbiano una capacità tale da consentire il raddoppiamento della produzione nello stesso luogo o, comunque, nelle vicinanze. L'idea alla base di questa incentivazione è quella di superare le restrizioni poste all'installazione di nuovi parchi eolici da parte di alcuni Länder attraverso gli strumenti di pianificazione territoriale.

Viene, altresì, previsto un incentivo per il miglioramento della compatibilità degli impianti con la rete, che entrerà in vigore a partire dal luglio 2010. Le pale eoliche realizzate in accordo con gli standard definiti dalla legge ricevono un bonus di 0,5 cent/kWh rispetto alla remunerazione iniziale³¹⁰.

Al fine di sfruttare l'elevata potenzialità offerta dall'eolico offshore e, nel contempo, far fronte ai notevoli costi e difficoltà tecniche relative a tali installazioni, la legge fissa per questa fonte energetica rinnovabile una tariffa iniziale particolarmente elevata e pari a 13 cent/kWh più un'addizionale (cosiddetto "sprinter bonus") di 2 cents/kWh per i progetti che arriveranno alla conclusione entro la fine del 2015. Tale somma sarà pagata per un periodo di dodici anni per poi scendere alla tariffa base di 3,5 cents/kWh³¹¹. La durata della tariffa è inoltre incrementata per le installazioni collocate in acque profonde (1,7 mesi per ogni metro di profondità oltre ai venti) e lontano dalla costa (0,5 mesi per ogni miglia nautica oltre le dodici).

³⁰⁶ Ovvero ad una distanza di non più di dodici mesi l'uno dall'altro.

³⁰⁷ Art. 21 dell'EEG 2009.

³⁰⁸ Art. 29 co. 1 e 2 dell'EEG 2009.

³⁰⁹ Art. 30 dell'EEG 2009. Le tariffe previste per l'off-shore subiscono una diminuzione annua pari al 5%.

³¹⁰ I requisiti tecnici da rispettare sono enucleati all'art. 64 co. 1.

³¹¹ Art. 31 dell'EEG 2009.

Come nella precedente versione della legge, anche sotto l'EEG 2009 il fotovoltaico rimane la fonte rinnovabile maggiormente incentivata. La tariffa viene, infatti, fissata a 31,94 cents/kWh³¹². Per gli impianti non collegati ad un edificio vengono confermate le limitazioni già previste nell'EEG 2004, mentre per le installazioni collegate agli edifici il livello retributivo viene elevato in funzione dei kilowatt di produzione³¹³.

La legge propone anche nuove percentuali annuali di riduzione dell'importo da corrispondere ai produttori. In particolare, la tariffa scenderà a partire dal 2010 dell'8% per gli impianti di potenza inferiore ai 100 kW e del 10% per le altre. Dal 2011 la diminuzione annuale sarà uguale per tutti gli impianti (9%). Tuttavia, per contemperare l'auspicabile forte espansione del fotovoltaico e i corrispondenti costi per i consumatori, l'EEG introduce un nuovo sistema di controllo³¹⁴; nel caso in cui le nuove installazioni eccedano i 1500 MW nel 2009, i 1700 MW nel 2010 o i 1900 MW nel 2010 la diminuzione prevista sarà aumentata dell'1%. Al contrario, la diminuzione sarà contenuta dell'1% qualora i livelli raggiunti siano pari a 1000 MW nel 2009, 1100 MW nel 2010 o 1200 MW nel 2011.

Per quanto concerne le biomasse, la legge prevede un livello tariffario differenziato a seconda della capacità degli impianti. In particolare, per gli impianti di potenza inferiore a 150 kW la tariffa corrisposta è pari a 11,67 Cents/kWh, per quelli compresi tra 150 e 500 kW è uguale a 9,18 Cents/kWh, mentre per le installazioni fino a 5 MW ammonta a 8,25 Cents/kWh. Gli impianti di potenza superiore a 5 MW non ricevono alcuna compensazione sotto l'EEG a meno che non si tratti di elettricità da cogenerazione e non eccedano comunque i 20 MW³¹⁵.

Come raccomandato dal report del 2007, il principio di "esclusività" previsto dalla precedente versione dell'EEG viene in qualche modo attenuato. L'EEG 2009 stabilisce, infatti, che le tariffe incentivanti possano essere corrisposte anche ad impianti che utilizzino non solo le tipologie di biomasse indicate dall'apposita ordinanza in materia, ma anche altre tipologie purché rientranti tra quelle previste dalla Direttiva 2001/77/CE³¹⁶. Tuttavia, la compensazione prevista EEG può essere

³¹² Art. 32 co. 1 dell'EEG 2009.

³¹³ In particolare l'articolo 33 dell'EEG 2009 prevede che la tariffa base sia elevata a 43,01 cents/kWh per i primi 30 kilowatt prodotti, a 40,91 cents/kWh per la produzione da 30 a 100 kW, a 39,58 cents/kWh per la produzione tra 100 kW e 1 Mw ed a 33,0 cents per la produzione superiore a 1 MW.

³¹⁴ Art. 21 dell'EEG 2009.

³¹⁵ Art. 27 dell'EEG 2009. Tali compensazioni e i bonus ad esse applicati decresceranno, ex art. 20 co. 2, a partire dal 1° gennaio 2010 dell'1% all'anno.

³¹⁶ "Biomassa: la parte biodegradabile dei prodotti agricoli, rifiuti e residui (compresi i materiali di origine animale e vegetale), dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dalla silvicoltura e collegati, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e domestici."

richiesta solo in relazione alla quota di energia generata da biomasse che rientrano tra quelle previste dalla summenzionata ordinanza.

Utilmente il nuovo EEG conferma e rafforza la varietà di bonus applicabili alla tariffa base in funzione delle emissioni di gas dannosi per il clima e per l'ambiente, della tecnologia utilizzata, dell'utilizzo di materiale di scarto dell'agricoltura e della silvicoltura ed, infine, del ricorso alla cogenerazione.

In particolare, l'articolo 27 comma 5 dell'EEG 2009 introduce un bonus per il rispetto dei valori limite di formaldeide. Tale bonus (pari a 1 cents/kWh) viene concesso per gli impianti alimentati da biomasse e biogas con capacità fino a 500 kW che non superino la soglia di emissioni di 40 mg/m³.

Viene riproposta la maggiorazione tariffaria pari a 2 cents/kWh prevista per quegli impianti che si dotino di particolari innovazioni tecnologiche come la gassificazione termochimica, le celle a combustibile, le turbine a gas, il ciclo organico di Rankine (ORC) ed il motore di Stirling³¹⁷.

Il cosiddetto "NAWARO bonus" può essere richiesto per l'energia generata da materie prime rinnovabili come i residui vegetali generati in azienda agricola, silvicola, orticola o nel corso di operazioni di giardinaggio ed i liquami da allevamento che non sono stati sottoposti ad altri trattamenti o modifiche eccetto quelli per la raccolta, la conservazione o l'uso. Tale maggiorazione è concessa solo in proporzione alla potenza generata dalle summenzionate materie prime³¹⁸.

Da ultimo, l'aumento tariffario previsto per gli impianti a produzione combinata di energia e calore viene ritoccato verso l'alto passando da 2 cents/kWh a 3 cents/kWh³¹⁹.

4. L'ERNEUERBARE ENERGIEN GESETZ. VALUTAZIONI SULLA EFFICACIA DELLO STRUMENTO NORMATIVO

Il progressivo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili nel settore elettrico tedesco può, per la maggior parte, essere attribuito all'Erneuerbare-Energien-Gesetz. Certo, il trend favorevole è iniziato già negli anni novanta con la prima legge di sostegno alle fonti energetiche rinnovabili³²⁰, ma indubbiamente,

³¹⁷ Allegato 1 dell'EEG 2009.

³¹⁸ Per una più esaustiva elencazione delle materie prime annesse e per la quantificazione dei bonus da corrispondere si rimanda all'Allegato 2 dell'EEG 2009.

³¹⁹ Allegato 3 dell'EEG 2009.

³²⁰ *Stromeinspeisungsgesetz* del 1991.

come dimostrano i tassi di crescita annui³²¹, l'entrata in vigore dell'EEG (nel 2000) ha comportato un notevole rafforzamento di questa tendenza.

Uno dei motori del successo è proprio il meccanismo di incentivazione previsto dalla legge, che dà la priorità all'immissione nella rete di elettricità da fonti energetiche rinnovabili e garantisce ai produttori un pagamento a tariffa predeterminata per un congruo periodo di tempo (vent'anni), rendendo possibile la pianificazione degli investimenti.

La promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è stata, inoltre, continuamente ottimizzata attraverso un costante adeguamento agli sviluppi del mercato. Ogni modifica della normativa ha perfezionato le dinamiche tariffarie considerando sempre nuovi fattori per adattarsi ad esigenze tecnologiche, di mercato, ma anche ambientali.

Le modifiche apportate con la nuova versione dell'EEG entrata in vigore nel 2009 ha creato le condizioni per aumentare ulteriormente la quota di energie rinnovabili nel settore dell'elettricità. La costruzione di nuovi impianti di generazione di energia elettrica nel 2009 indicano che la politica è riuscita, nonostante l'attuale clima economico.

Nel 2009, in effetti, la produzione di elettricità da energia rinnovabile è rimasta sostanzialmente identica a quella dell'anno precedente, per un totale di 93,5 miliardi di kWh. Un risultato ragguardevole che, matematicamente parlando equivale a più di due terzi della elettricità prodotta da centrali nucleari della Germania nello stesso periodo. In termini percentuali, si è assistito, invece, ad un aumento delle fonti rinnovabili sul totale del consumo di energia primaria passando dal 15,2% del 2008 al 16,1% del 2009³²². Tale traguardo supera di gran lunga le prescrizioni della Direttiva 2001/77/CE che, per la Germania, stabilisce un target del 12,5% entro il 2010³²³.

L'EEG è cruciale per lo sviluppo del settore essendo applicato a circa 72 miliardi di kWh pari al 77% dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili. Considerando le singole fonti energetiche rinnovabili si può notare, ad esempio, che, grazie alle migliori condizioni quadro stabilite dal nuovo EEG, le nuove installazioni eoliche sono cresciute nel 2009 a 1.880 MW (rispetto ai 1.649 MW nel 2008). Tuttavia, questo aumento non trova ancora riscontro nella

³²¹ Media 1990-2000: 6,9% annui; media 2000-2006: 10,6% annui. Si veda: J. DIEKMANN (a cura di), *Economic Analysis and Evaluation of the Effects of the Renewable Energy Act. Study on Behalf of the Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety*, DIW Berlin, 2008, pag. 2 e ss.

³²² FEDERAL MINISTRY FOR THE ENVIRONMENT, NATURE CONSERVATION AND NUCLEAR SAFETY (BMU), *Development of Renewable Energy Sources in Germany 2009* (Pubblicato il 18 marzo 2010). Disponibile su: www.erneuerbare-energien.de

³²³ Allegato all'art. 3 co. 2 della Direttiva 2001/77/CE

produzione di energia eolica dal momento che la sfavorevole situazione anemologica ha consentito una generazione di circa 37,8 miliardi di kWh, quasi 2,8 miliardi di kWh in meno rispetto all'anno precedente³²⁴. A parità di condizioni, comunque, la produzione di energia eolica nel 2009 avrebbe avuto un incremento del 10% (circa 4 miliardi di kWh).

Per quanto concerne le biomasse il 2009 ha visto un incremento particolarmente significativo del volume di elettricità prodotta da biogas, che è salito a circa 10 miliardi di kWh rispetto ai 8,1 miliardi di kWh del 2008. Nel suo complesso l'elettricità da biomasse (biomasse solide e liquide, biogas, gas di discarica e depurazione, porzione biogenica dei rifiuti ha avuto un incremento del 9% passando a 30,5 miliardi di kWh con una quota sul totale del consumo di elettricità pari al 5,2% (2008: 4,5%); le biomasse rappresentano dunque la seconda fonte rinnovabile più importante per l'elettricità, con un apporto superiore a quello dell'idroelettrico e secondo solo all'eolico. Le biomasse, peraltro, sono oggetto di uno specifico Piano d'azione federale³²⁵ che definisce il potenziale per l'impiego della biomassa in Germania, quantifica la quota di biomassa nella soddisfazione della domanda attuale e individua le riserve disponibili, descrivendo inoltre le strategie del governo tedesco per la promozione dell'uso della bioenergia, nel riscaldamento, nell'elettricità e nei trasporti, e le misure concrete che si intendono adottare. L'elettricità prodotta da sistemi fotovoltaici ha visto un ulteriore significativo aumento nel 2009: con 6,2 miliardi di kWh, rispetto ai 4,4 miliardi di kWh del 2008, l'energia solare ha, per la prima volta, superato la barriera dell'1% sul consumo di elettricità in Germania.

La legge ha conseguito altresì ottimi risultati dal punto di vista dell'integrazione degli impianti³²⁶ con la rete elettrica così come dal punto di vista dell'integrazione del mercato energetico. La previsione della vendita diretta dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili ha, tra l'altro, consentito la realizzazione di progetti non finanziabili unicamente con il ricorso alle tariffe incentivanti previste dall'EEG.

Il notevole contributo dato dalle fonti rinnovabili all'approvvigionamento energetico non deve far passare in secondo piano l'ausilio (nettamente superiore) che l'utilizzo di fonti alternative dà nella lotta contro i cambiamenti climatici. Nel 2008, per esempio, 109 milioni di tonnellate di anidride carbonica (71,6 delle quali relative alla generazione di elettricità) sono state evitate attraverso il ricorso alle

³²⁴ La quota dell'eolico sul totale del consumo di energia si attesta nel 2009 al 6,5%.

³²⁵ *Nationaler Biomasseaktionsplan für Deutschland* del 29 aprile 2009. Disponibile in www.bmu.de

³²⁶ Per una valutazione più puntuale su questi aspetti si rimanda a J. DIEKMANN (op. cit.) pag. 12 e ss.

energie rinnovabili. Questo significa che senza il loro uso, le emissioni totali di CO₂ (circa 748 milioni di tonnellate) sarebbero state di circa il 15% superiori. Per quanto riguarda lo specifico apporto dell'EEG, i dati del ministero mostrano che la generazione di elettricità remunerata sotto la legge da solo ha comportato una riduzione delle emissioni di circa 53 milioni di tonnellate di CO₂³²⁷.

Nonostante le difficoltà economiche globali che si ripercuotono anche sul livello occupazionale, le cifre³²⁸ indicano che il settore dell'energia eolica, in particolare, ancora una volta goduto di un anno record dal punto di vista dei lavoratori impiegati. L'occupazione attribuibile al settore delle energie rinnovabili in Germania, ha continuato a crescere nel corso degli ultimi due anni. I dati del 2008 stimano un numero di occupati pari a 278.000 unità; questo dato comprende le persone impiegate direttamente nella produzione, la gestione o di manutenzione di impianti di energie rinnovabili o la fornitura di combustibile, così come i soggetti indirettamente assunti in conseguenza della crescita di queste attività di fornitura di beni e servizi. Nel 2009 si è assistito ad un ulteriore incremento occupazionale. In particolare, solo nei settori della produzione degli impianti il numero degli addetti per l'anno 2009 è uguale a 183.800 unità con un saldo positivo dell'8% rispetto all'anno precedente. A questi bisogna aggiungere 53.200 persone impiegate nelle operazioni di funzionamento e manutenzione delle installazioni già in essere e 57.000 legate alla fornitura e al trasporto di materie atte al funzionamento degli impianti a biomasse per un totale di circa 294.000 posti di lavoro.

Nonostante gli indubbi vantaggi, sia dal punto di vista dell'approvvigionamento energetico sia da quello della sostenibilità ambientale, bisogna riconoscere che, allo stato, la produzione di elettricità da fonti rinnovabili sia più costosa di quella da fonti convenzionali. In effetti, in base ai dati forniti dal Ministero dell'Ambiente³²⁹ il costo dell'elettricità da fonte convenzionale sarebbe pari mediamente a 5,7 centesimi per kWh nel 2008 a fronte di un canone medio di 12 centesimi per kWh corrisposto ai produttori da fonti rinnovabili; con un volume di energia elettrica tariffato secondo l'EEG di circa 72 TWh, nel 2008 può calcolarsi un costo addizionale di circa 4,5 miliardi di euro. Tali costi supplementari sono

³²⁷ FEDERAL MINISTRY FOR THE ENVIRONMENT, NATURE CONSERVATION AND NUCLEAR SAFETY (BMU), *Renewable energy sources in figures / status: June 2009*. Disponibile su: www.erneuerbare-energien.de.

³²⁸ FEDERAL MINISTRY FOR THE ENVIRONMENT, NATURE CONSERVATION AND NUCLEAR SAFETY (BMU), *Gross employment from renewable energy in Germany in 2009 - a first estimate. Short and long term impacts of the expansion of renewable energy on the German labor market: third report on gross employment*. (Pubblicato il 22 aprile 2010). Disponibile su: www.erneuerbare-energien.de.

³²⁹ FEDERAL MINISTRY FOR THE ENVIRONMENT, NATURE CONSERVATION AND NUCLEAR SAFETY (BMU), *Renewable energy sources in figures / status: June 2009*. Disponibile su: www.erneuerbare-energien.de.

comunque significativamente inferiori alla retribuzione versata ai gestori di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nel 2008.

Complessivamente, il peso delle tariffe incentivanti previste dall'EEG sulle bollette pagate dal consumatore finale è molto ridotto (1,1 centesimi al kWh) equivalendo a meno del 5% del prezzo per un kilowattora di elettricità (circa. 21,6 cents/kWh). Nel 2008, il costo del EEG per una famiglia media con un consumo di 3.500 kWh l'anno è stato di circa 3,10 euro al mese.

I costi della EEG appena elencati offrono, tuttavia, uno spaccato soltanto parziale e non consentono di effettuare una valutazione macroeconomica delle fonti energetiche rinnovabili. Bisogna, infatti, tener conto anche del fatto che la generazione convenzionale determina un danno ambientale, dovuto principalmente alle emissioni di gas serra, di gran lunga superiore a quello derivante dall'elettricità da fonti energetiche rinnovabili.

Questi "costi esterni" non sono incorporati nei prezzi dell'elettricità³³⁰, ma sono comunque stimabili economicamente: secondo il Ministero dell'Ambiente questi sono pari a circa 70 euro per t/CO₂. In considerazione di tale valore, i costi esterni per l'energia elettrica generata da carbone fossile e lignite (anche tenendo conto della tecnologia moderna) ammontano a circa 6-8 cents/kWh. Di contro, l'esternalità generate dalle fonti energetiche rinnovabili sono molto più basse essendo quantificabili in meno di 0,5 cents/kWh.

Pertanto, in base ai dati di produzione sopraelencati, i costi esterni evitati attraverso il ricorso alle fonti rinnovabili possono calcolarsi in circa 4 miliardi di euro (di cui 3 direttamente imputabili all'elettricità remunerata sotto l'EEG), valore del tutto comparabile con il costo addizionale di 4,5 miliardi di euro determinato dalla differenza tra la tariffa pagata sotto l'EEG per l'elettricità da fonti rinnovabili ed il costo di produzione dell'elettricità da fonti convenzionali.

5. AL DI LA' DELLA GENERAZIONE ELETTRICA: LA LEGGE SULLE ENERGIE RINNOVABILI NEL RISCALDAMENTO DOMESTICO

Un inquadramento completo sulle leggi tedesche a sostegno delle fonti energetiche rinnovabili non può prescindere da una, seppur breve presentazione, di un fondamentale intervento federale nei settori del riscaldamento degli edifici.

³³⁰ In realtà, il costo di tali esternalità viene tenuto in considerazione solo parzialmente in forza del meccanismo di scambio di quote di emissione (ETS).

La legge sulle energie rinnovabili nel riscaldamento di edifici³³¹ nasce da considerazioni speculari a quelle alla base dell'EEG³³², come la sicurezza negli approvvigionamenti e la sostenibilità ambientale (in particolare, la lotta al cambiamento climatico). La legge in questione si inserisce, infatti, nel contesto del già citato programma integrato su energia e clima (approvato a Meseberg il 24 agosto 2007) e costituisce uno degli strumenti principali per il conseguimento degli obiettivi concordati a livello comunitario (Pacchetto Clima-Energia) ed internazionale (Protocollo di Kyoto) per la riduzione delle emissioni di gas serra in Germania. A questo fine la legge ha come obiettivo di portare l'attuale quota (6%) di approvvigionamento da fonti rinnovabili per riscaldamento e raffreddamento al 14 per cento³³³ entro il 2020. Per raggiungere le finalità sopra indicate, la legge cerca di creare le condizioni migliori per un rapido sviluppo delle fonti rinnovabili, tenendo conto del criterio dell'efficienza economica. In questo senso l'atto, nel finanziare il ricorso alle tecnologie innovative, compie una distinzione fondamentale tra edifici nuovi ed esistenti³³⁴.

Nel complesso, si caratterizza per tre elementi fondamentali; in primo luogo, obbliga i proprietari degli immobili a soddisfare una parte³³⁵ del loro fabbisogno di riscaldamento attraverso il ricorso a fonti rinnovabili³³⁶. L'obbligo è limitato agli edifici nuovi e non è esteso alle costruzioni già esistenti perché l'uso delle energie rinnovabili è tecnicamente più semplice, economicamente più efficiente e socialmente più accettabile³³⁷.

Per ciò che concerne le risorse rinnovabili utilizzabili, l'articolo 2 della legge fa espresso riferimento alle biomasse solide, all'energia geotermica, all'energia solare termica al calore ambientale³³⁸, così come il biogas e i biocarburanti.

Per centrare l'obiettivo di ridurre l'uso delle energie fossili per produrre calore, l'EEWärmeG³³⁹ permette il ricorso anche a fonti diverse da quelle rinnovabili descritte all'art. 2. Così, i proprietari degli immobili potranno far fronte

³³¹ *Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG)* del 6 giugno 2008 (BGBl. 2008 I, 1658).

³³² M. NAST, O. LANGNIß, U. LEPRICH, *Instruments to promote renewable energy in the German heat market—Renewable Heat Sources Act*, Renewable Energy 32 (2007), Elsevier, pag. 1127 e ss.

³³³ Art. 1 dell'EEWärmeG.

³³⁴ M. NAST, *Renewable energy heat act and government grants in Germany*, Renewable Energy 35 (2010), Elsevier, pag. 1852 e ss.

³³⁵ Tale quota viene definita dall'articolo 5 in relazione ai criteri stabiliti dagli allegati tecnici della legge per ogni singola fonte rinnovabile. Per il solare termico essa è pari al 15%, per le biomasse gassose è del 30%, per le biomasse solide e liquide è del 50%, mentre per il geotermico è del 50%.

³³⁶ Art. 3 dell'EEWärmeG.

³³⁷ Secondo l'art. 4 l'obbligo di ricorso da fonti rinnovabili per il riscaldamento non riguarda gli edifici di dimensioni inferiori a 50 m² o che rientrino nell'elenco di cui all'articolo medesimo,

³³⁸ Si tratta di calore proveniente dall'aria e dall'acqua di falda.

³³⁹ Art. 7 dell'EEWärmeG.

alla loro obbligazione attraverso il recupero del calore di scarto (come quello derivante da processi industriali) o la cogenerazione ad alto rendimento. L'utilizzo di tale fonti alternative può anche avvenire in combinato con l'uso di fonti energetiche rinnovabili. In secondo luogo, l'obbligo di utilizzare energie rinnovabili per i nuovi edifici è accompagnato da un massiccio stanziamento di risorse finanziarie diretto a supportare il ricorso alle fonti alternative anche negli edifici già esistenti³⁴⁰. A questo scopo è stabilito un fondo di 500 milioni di euro per anno dal 2009 al 2012³⁴¹. Questa misura è un indubbio incentivo per l'utilizzo delle fonti rinnovabili negli stabili già in essere, posto che gli elevati costi connessi al restauro e all'introduzione di tali tecnologie innovative è una delle principali ragioni del ritardo nella modernizzazione ecoefficiente degli edifici.

Infine, proprio per il conseguimento dei sopracitati obiettivi di carattere ambientale e climatico, alle municipalità e ai consorzi degli enti locali è lasciata la possibilità di stabilire, nei confronti della rete pubblica locale o distrettuale di approvvigionamento del calore da riscaldamento, un obbligo di connessione e di uso del calore prodotto secondo le modalità descritte dalla legge³⁴².

D. LE PROCEDURE AUTORIZZATIVE CONCERNENTI GLI IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI

1. LA PIANIFICAZIONE URBANISTICA

Gli strumenti incentivanti per l'implementazione della generazione di elettricità da fonti di energia rinnovabili non potrebbero essere efficaci se non accompagnati da procedure per l'autorizzazione degli impianti rapide ed efficienti.

E', pertanto, necessario garantire che le barriere giuridiche ed amministrative siano eliminate o ridotte al minimo, per quanto possibile, semplificando e velocizzando le procedure amministrative attraverso la concentrazione del ruolo decisionale in un'unica autorità o, quantomeno, un efficace coordinamento tra i vari soggetti istituzionali coinvolti.

In questo senso, ormai da diversi anni, la Germania ha perseguito una politica sistematica di eliminazione dei problemi giuridici e amministrativi e delle barriere alla costruzione di impianti per l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili,

³⁴⁰ I fondi stanziati non possono, infatti, essere utilizzati per l'adempimento degli obblighi stabiliti dall'art. 3 per i nuovi edifici.

³⁴¹ Art. 13 dell'EEWärmeG.

³⁴² Art. 16 dell'EEWärmeG.

non prescindendo, tuttavia, dalle esigenze della protezione dell'ambiente e della corretta pianificazione del territorio.

Proprio attraverso la legislazione urbanistica nazionale e regionale lo Stato tedesco ha creato la base per il controllo programmato dell'insediamento delle nuove installazioni. La ragionata pianificazione a livello locale è un ulteriore strumento per prevenire i conflitti locali che potrebbero sorgere in ordine all'autorizzazione di un singolo impianto.

Questo per due ordini di motivi: in primo luogo, la pianificazione regionale e locale è strutturata sulla base di linee guida fornite dalle leggi o dai regolamenti emanati a livello nazionale; in secondo luogo l'autorità competente per l'emanazione dell'atto di assenso ha una discrezionalità ben delimitata da quanto sancito dai sopra descritti strumenti di pianificazione, il che significa che le "indagini" da compiere a livello di singola autorizzazione sono ridotte alla verifica della conformità del progetto ai requisiti dei piani.

Inoltre, come intuibile, le procedure di autorizzazione sono soggette anche a certi vincoli dettati dalla normativa ambientale di derivazione nazionale e comunitaria, come ad esempio la "Direttiva Uccelli"³⁴³ e la "Direttiva Habitat"³⁴⁴.

Quando certi tipi di installazione comportano un importante impatto sul territorio, il Land può predisporre piani regionali, come, ad esempio accade sovente per i parchi eolici, le centrali idroelettriche e gli impianti a biogas di grandi dimensioni³⁴⁵.

In via generale, il Codice Federale delle Costruzioni³⁴⁶ permette la costruzione di impianti alimentati da fonti rinnovabili secondo una disciplina differenziata a seconda della tipologia delle installazioni. Così, per esempio, gli impianti fotovoltaici possono essere costruiti in tutte le zone edificabili, mentre, per gli impianti a biomasse, di regola si richiede che essi siano costruiti in zone industriali, pur essendo possibile, in alcuni casi, che le autorità competenti derogino a queste regole³⁴⁷.

Alcuni tipi di impianti più impattanti devono, invece, essere costruiti in aree "esterne" ad una determinata distanza dai centri abitati. Questo vale, in base

³⁴³ Direttiva 79/409/CEE del 2 aprile 1979 concernente la conservazione degli uccelli selvatici, in GU L 103 del 25 aprile 1979.

³⁴⁴ Direttiva 92/43/CEE del 21 maggio 1992 relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora della fauna selvatiche, in GU L 206 del 22 luglio 1992.

³⁴⁵ Si veda, a titolo esemplificativo, il Piano regionale del Baden-Württemberg (*Landesentwicklungsplan Baden-Württemberg*) del 2002.

³⁴⁶ *Baugesetzbuch (BauGB) del 23 giugno 1960 (BGBl. I S. 341)*, più volte modificato e, da ultimo, il 31 luglio 2009 (BGBl. I S. 2585)

³⁴⁷ Si veda l'articolo 31 del BauGB.

all'articolo 35 del Codice Federale delle Costruzioni, soprattutto per le centrali idroelettriche e i parchi eolici, ma anche per gli impianti a biogas, per le centrali geotermiche e, in talune circostanze, per i più grandi impianti di combustione di biomassa.

Tuttavia, il comma terzo del medesimo articolo 35³⁴⁸ classifica gli impianti di energia eolica come 'progetti privilegiati', imponendo alle autorità locali di designare zone di priorità specifiche per lo sviluppo dell'energia eolica. Questo significa, altresì, che possono anche essere previste zone di esclusione in cui è vietata la costruzione.

L'approccio tedesco con un sistema chiaro e definito di pianificazione territoriale a più livelli ha dato ottimi risultati, dal momento che ha consentito di declinare le politiche nazionali di sostegno alle fonti rinnovabili tenendo conto delle caratteristiche urbanistiche e territoriali delle singole regioni. In secondo luogo, il fatto che nelle procedure di autorizzazione dei singoli progetti le autorità preposte normalmente non abbiano alcun potere discrezionale in materia di valutazione di idoneità del sito, riduce notevolmente la durata ed il costo delle procedure di autorizzazione, costituendo un elemento di certezza anche per gli investitori.

2. L'AUTORIZZAZIONE PER LA COSTRUZIONE E L'ESERCIZIO DEGLI IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

Passando ad analizzare il procedimento autorizzatorio, si può sommariamente affermare che le modalità di rilascio dei permessi per la costruzione e l'esercizio degli impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili sono principalmente due. Le installazioni più importanti richiedono un controllo delle immissioni in atmosfera e, pertanto, la loro autorizzazione è regolata sulla base della Legge Federale sul controllo delle immissioni³⁴⁹.

Tale legge si applica praticamente a tutti i tipi di impianti con l'eccezione di quelli per i quali è espressamente previsto un differente regime autorizzatorio, come, ad esempio le centrali geotermiche, le centrali idroelettriche e gli impianti off-shore di energia eolica costruiti al di fuori delle acque costiere³⁵⁰. Sono, inoltre,

³⁴⁸ Questa qualifica è stata recentemente estesa anche alle biomasse.

³⁴⁹ *Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnlichen Vorgängen, anche detta Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG)* del 15 marzo 1974 (BGBl. I S. 721). La legge è stata più volte modificata e recentemente emendata in data 26 novembre 2010 (BGBl. I S. 1728)

³⁵⁰ Vedi infra pag. 110 e ss.

esclusi alcune installazioni di piccola taglia che vengono regolate dal Codice Federale delle Costruzioni³⁵¹.

A seconda della tipologia di impianto, la Legge Federale sul controllo delle immissioni prevede specifiche procedure di autorizzazione e requisiti procedurali in conformità anche con la Quarta Ordinanza Federale sul Controllo delle Immissioni³⁵² e - per quanto riguarda le indagini sull'impatto ambientale – con la Legge sulla V.I.A.³⁵³.

In particolare l'ordinanza suddetta³⁵⁴ determina quali siano gli impianti potenzialmente inquinanti dal punto di vista ambientale (e quindi da sottoporre a valutazione d'impatto ambientale), distinguendoli dalle installazioni teoricamente meno inquinanti³⁵⁵ per le quali l'articolo 19 della Legge Federale sul controllo delle immissioni prevede una procedura semplificata (con una V.I.A. soltanto eventuale). Nei casi in cui è prescritta la valutazione d'impatto ambientale questa viene comunque integrata nell'ambito del procedimento di autorizzazione.

L'autorizzazione regolata dallo BImSchG può essere considerata come una sorta di "decisione vincolata". Ciò significa che l'autorità non ha alcun potere discrezionale, ma è obbligata ad autorizzare l'installazione, se è conforme alle pertinenti disposizioni di legge.

Una delle caratteristiche essenziali della procedura è la concentrazione decisionale³⁵⁶, configurandosi come una sorta di autorizzazione unica che rinchiede in sé tutti gli atti di assenso altrimenti necessari. Così, ad esempio, una volta ottenuto il permesso per il controllo delle immissioni, non sarà più necessario richiedere il permesso di costruire o altri titoli abilitativi prescritti dalle leggi ambientali.

Una menzione speciale deve essere fatta sulla norma (art. 10 co. 6A della Legge Federale sul Controllo delle immissioni) che fissa una lunghezza massima del procedimento disponendo che le decisioni sulle domande di autorizzazione sono di norma da adottare entro sette mesi dalla presentazione della documentazione completa (o entro tre mesi per la procedura semplificata).

Nella pratica, si assiste molto spesso ad una proroga trimestrale del termine, ma l'autorità responsabile del procedimento deve sempre avere motivi

³⁵¹ Vedi Infra pag. 109 e ss.

³⁵² *Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen (BImSchV)* del 24 luglio 1985 (BGBl. I S. 1586), nella versione approvata 14 marzo 1997 (BGBl. I S. 504) e successive modifiche.

³⁵³ *Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG)* del 12 febbraio 1990 (BGBl. I S. 205), recentemente modificata in data 11 agosto 2010 (BGBl. I S. 1163)

³⁵⁴ Allegato, Colonna 1.

³⁵⁵ Allegato, Colonna 2.

³⁵⁶ Articolo 13 del BImSchG.

particolari, legati alla difficoltà di valutare l'esistenza dei requisiti richiesti dalla legge o, comunque, a fattori imputabili al richiedente.

L'esperienza concreta di applicazione del regime autorizzatorio regolato dallo BImSchG è stata nel complesso positiva, non essendosi verificato alcun problema nell'applicazione di tali disposizioni. In particolare, gli osservatori del Ministero³⁵⁷ hanno rilevato come, di regola, il termine per la conclusione del procedimento sia rispettato e non sia eluso da non giustificati motivi di proroga.

In secondo luogo, l'“effetto concentrazione” previsto dalla legge ha consentito una sostanziale riduzione dei termini per addivenire al provvedimento abilitativo finale perché consente di non condurre varie procedure parallele. Il coordinamento del procedimento è affidato, per ciascun Länder, all'Autorità regionale di controllo delle immissioni³⁵⁸. Tale Autorità, dopo aver acquisito tutti i pareri ed aver sentito le altre Pubbliche Amministrazioni coinvolte, è altresì responsabile unica della decisione finale da adottare. Questo permette di evitare la selva di veti incrociati tra autorità che caratterizzano negativamente l'esperienza di altri Paesi europei.

3. IL PERMESSO DI COSTRUIRE RELATIVO AGLI IMPIANTI MINORI

Alcune tipologie di impianti, soprattutto per la loro ridotta capacità di produzione, non richiedono il rigoroso iter autorizzativo previsto dalla Legge Federale sul controllo delle immissioni; si tratta, tra gli altri, degli impianti fotovoltaici applicati agli edifici, del “mini eolico” e di alcuni sistemi a biomasse di piccole dimensioni ed, in generale, di tutte le installazioni non ricomprese nella Quarta Ordinanza Federale sul controllo delle immissioni.

In questi casi, chi intende realizzare un impianto deve ottenere un permesso di costruire sulla base del Codice Federale delle Costruzioni e, soprattutto, dei Codici delle Costruzioni adottati dai singoli Länder³⁵⁹.

E' chiaro che la normativa edilizia dei Länder può presentare specificità regionali, tuttavia, almeno per quanto riguarda il contesto delle fonti energetiche rinnovabili, il loro contenuto appare identico o, quanto meno, molto simile.

³⁵⁷ Si veda il *Report on administrative procedures for the authorisation of installations for the generation of electricity from renewable energy sources* presentato dal Governo Tedesco alla Commissione Europea nel 2003.

³⁵⁸ A questa Autorità è consentito delegare la responsabilità del procedimento al livello territoriale più adeguato.

³⁵⁹ Si segnala tra gli altri il Codice delle Costruzioni adottato dalla Baviera e disponibile sul sito: <http://www.stmi.bayern.de/english/law/>

In primo luogo, si può affermare che il permesso di costruzione è sostanzialmente obbligatorio per tutti gli impianti alimentati da biomasse che non ricadano tra quelli regolati dalla Legge Federale sul controllo delle immissioni. La stessa regola vale per le turbine eoliche singole o per i parchi eolici composti da due soli impianti.

Per quanto riguarda l'autorizzazione degli impianti fotovoltaici, i Codici delle Costruzioni dei Länder prevedono fondamentalmente che i pannelli costruiti sopra o adesi agli edifici non necessitano di alcuna autorizzazione. Al contrario, per le installazioni autonome il permesso di costruire è necessario, anche se alcuni Länder lo escludono per gli impianti più ridotti.

Gli impianti per la cui costruzione è sufficiente il permesso di costruire non devono essere sottoposti a valutazione di impatto ambientale, salvo casi particolari di concentrazione in zone contigue di impianti eolici gestiti da diversi operatori.

Occorre poi sottolineare che la concessione del permesso di costruire, similmente all'autorizzazione descritta nel paragrafo precedente, è fondata su una decisione che deve essere conforme agli strumenti di pianificazione adottati ai vari livelli e prescinde da valutazioni discrezionali dell'autorità competente.

Ciò posto, bisogna, tuttavia considerare che, a differenza del modello autorizzativo regolato dalla Legge Federale sul controllo delle immissioni, il permesso di costruire non ha un "effetto di concentrazione" e, pertanto, potrebbero essere richiesti altri atti di assenso (come nel caso di impianti collocati su edifici storici o in prossimità di aree di rilevante interesse naturalistico).

Tutti i Codici dei Länder prevedono, tuttavia, che, ai fini della semplificazione e velocizzazione del procedimento, qualora siano necessari altri titoli abilitativi oltre al permesso di costruire, essi debbano essere forniti entro un termine congruo; nel caso in cui questo termine sia disatteso, opera una sorta di silenzio assenso e i titoli richiesti si considerano come dati.

4. LE SPECIFICHE DISCIPLINE AUTORIZZATORIE CONCERNENTI GLI IMPIANTI GEOTERMICI ED EOLICI OFF-SHORE

Discipline ad hoc sono previste nell'ordinamento tedesco per la produzione di energia idroelettrica, geotermica ed eolica off-shore; in questa sede ci si limiterà ad analizzare la procedura autorizzativa per queste ultime due tipologie di impianti.

L'energia geotermica è regolata dalla Legge Federale sulle miniere³⁶⁰, dal momento che il calore geotermico viene definito come "risorsa mineraria"³⁶¹. Il sistema adottato dalla Legge Federale sulle miniere opera una necessaria distinzione tra le procedure di autorizzazione per la fase di esplorazione e quelle relative all'estrazione delle risorse minerarie.

Ciascuna delle due fasi prevede una procedura articolata in due momenti: da una parte l'autorizzazione ad esercitare l'attività in questione (autorizzazione per l'esplorazione a norma dell'Articolo 7 e l'autorizzazione per l'estrazione in forza degli Articoli 8 e 9), dall'altra l'autorizzazione del piano operativo per l'istituzione e la gestione dell'attività di esplorazione e/o di estrazione (Legge federale sulle miniere, Articoli 51-56).

La complicazione della procedura è abbastanza evidente ed è oltremodo aggravata dal fatto che l'autorizzazione del piano operativo ha una durata solo biennale. Inoltre, il provvedimento finale non ha efficacia di autorizzazione unica e, pertanto, in alcuni casi (come per l'estrazione dell'acqua sotterranea) il procedimento "principale" è affiancato da altre procedure avanti a differenti pubbliche amministrazioni.

Nonostante le sopra descritte criticità, questa articolata procedura non ha nella pratica dato luogo a particolari problemi, sia perché le autorità dimostrano nella prassi una certa comprensione verso i richiedenti sia perché probabilmente non si tratta di una fonte rinnovabile che ha un livello di sfruttamento particolarmente elevato³⁶².

Anche l'autorizzazione degli impianti eolici off-shore è regolata da un'apposita disciplina di cui all'Ordinanza per le installazioni off-shore del 1997³⁶³. L'Ordinanza tiene conto del diritto esclusivo di sfruttamento della Z.E.E. (zona economica esclusiva)³⁶⁴ stabilito, a vantaggio degli Stati Costieri, dalla Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare³⁶⁵.

Dato che la Z.E.E. non appartiene al territorio sovrano tedesco e che, di conseguenza, queste acque non potrebbe essere automaticamente ricondotte alla

³⁶⁰ *Bundesberggesetz (BBergG)* del 13 agosto 1980 (BGBl. I S. 1310) e successive modifiche.

³⁶¹ Articolo 3 comma 3 del BBergG.

³⁶² Si veda sul punto: S. HAEHNLEIN, P. BAYER, P. BLUM, *International legal status of the use of shallow geothermal energy*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 14 (2010) , Elsevier, pag. 2611 e ss..

³⁶³ *Seeanlagenverordnung (SeeAnIV)* del 23 gennaio 1997 (BGBl. I S. 57).

³⁶⁴ La zona economica esclusiva è l'area di mare che si estende per 200 miglia nautiche dalla linea di base in cui lo Stato costiero può esercitare il diritto di sfruttamento esclusivo delle risorse naturali.

³⁶⁵ La Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare del 10 dicembre 1982 (meglio nota come Convenzione di Montego Bay).

sfera di responsabilità dei Länder adiacenti, si è reso necessario predisporre un regime speciale di autorizzazione degli impianti nella zona economica esclusiva³⁶⁶.

Competente per l'autorizzazione degli impianti off-shore è un'apposita autorità nazionale, l'Agenzia Federale Marittima³⁶⁷. Questa autorità non ha alcun potere discrezionale, ma è chiamata ad assumere una decisione favorevole a condizione che siano rispettati tutti i requisiti imposti dall'Ordinanza e che non si verifichi uno dei motivi tassativi per il rifiuto di cui agli articoli 2 e 3 dell'Ordinanza.

L'articolo 3 prevede la necessità della valutazione di impatto ambientale, che deve essere integrata nelle procedure di autorizzazione. Dal momento che i parchi eolici offshore sono in genere progetti di dimensione relativamente ampia anche per gli elevati costi d'investimento e poiché tali progetti possono avere un notevole impatto sull'ambiente marino, si può praticamente escludere la possibilità di autorizzazione concessa ad un progetto senza una preventiva valutazione d'impatto ambientale.

Nell'ambito della procedura di autorizzazione, l'autorità procedente deve raccogliere i pareri delle altre agenzie la cui sfera di competenza sia interessata dal progetto (articolo 5 comma 3). In particolare, l'autorizzazione non può essere concessa senza il consenso della Direzione Regionale per l'Acqua e la Navigazione (articolo 6), i cui poteri di esame sono però limitati a questioni inerenti alla navigazione.

L'autorizzazione a norma dell'ordinanza sugli impianti off-shore non sostituisce altri eventuali atti di autorizzazione, che possono essere necessari ai sensi di altre norme di legge (Articolo 2, comma 3). A questo proposito va rilevato che i progetti non possono essere autorizzati fino a quando non siano stati ottenuti tutti i permessi necessari per la connessione alla rete elettrica nazionale.

Nella Z.E.E. è anche necessario rispettare le disposizioni delle direttive "Uccelli" (79/409/CEE) e "Habitat" (92/43/CEE). Nel 2002 la revisione della Legge Federale sulla Conservazione della Natura³⁶⁸ (modificata nuovamente nel 2009) ha fornito una base giuridica chiara per la designazione delle corrispondenti aree protette nella zona economica esclusiva (Articolo 38, ora 57). Questa revisione è stata accompagnata da una contestuale modifica dell'Ordinanza per le installazioni off-shore con l'inserimento di una nuova disposizione (Articolo 3A) che specularmente individua le aree idonee per la costruzione degli impianti off-shore.

³⁶⁶ M. E. PORTMAN, J. A. DUFF, J. KÖPPEL, J. REISERT, M. E. HIGGINS, *Offshore wind energy development in the exclusive economic zone: Legal and policy supports and impediments in Germany and the US*, Energy Policy 37 (2009), Elsevier, pag. 3596 e ss.

³⁶⁷ Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH).

³⁶⁸ Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) del 20 dicembre 1976 (BGBl. I S. 3574).

E. OLTRE LA LEGISLAZIONE FEDERALE. GLI ALTRI ATTORI COINVOLTI

1. I LÄNDER E LE MUNICIPALITA'

Oltre al livello federale, che certo non si esaurisce nei provvedimenti legislativi appena enucleati³⁶⁹, anche il livello statale (ovvero quello dei Länder³⁷⁰) ha un impatto significativo sullo sviluppo delle energie rinnovabili.

E' pur vero che molti dei programmi statali a sostegno delle fonti energetiche rinnovabili (riguardanti, in particolar modo, il fotovoltaico) sono stati interrotti ed abbandonati visto il crescente successo dei meccanismi previsti dall'EEG³⁷¹, tuttavia specifiche tecnologie (come le biomasse³⁷²) continuano ad essere sostenute attraverso programmi statali³⁷³.

Accanto alla predisposizione di proprie misure di sostegno alle energie rinnovabili, i 16 Länder hanno anche un ruolo molto importante nella formulazione delle politiche federali in materia. Tale funzione non viene normalmente esercitata attraverso l'uso del loro potere di veto nella seconda camera (Bundesrat) contro le iniziative federali, ma piuttosto si sostanzia in tavoli di lavoro tra Governo federale e Governi statali nei quali si pianificano gli interventi in materia energetica e, più in generale, quelli relativi al contrasto ai cambiamenti climatici³⁷⁴.

Sebbene il grado di supporto alla politica federale vari da Land a Land non vi è nessuno Stato che si distingue per la sua opposizione alle iniziative intraprese nel settore delle energie rinnovabili. Al contrario, i numerosi Länder con una fiorente "industria verde" come lo Schleswig-Holstein (energia eolica), la Bassa Sassonia (eolico e biogas), la Baviera (biomassa, idroelettrico e fotovoltaico), il Brandeburgo (biomassa) ed il Nord Reno-Westfalia (gas di discarica) hanno un forte interesse a

³⁶⁹ Solo per citare alcuni degli attori che ha livello federale hanno un ruolo essenziale in materia è bene ricordare la banca tedesca per la ricostruzione e lo sviluppo - KfW, che fornisce prestiti a tassi ridotti per gli investimenti nelle energie rinnovabili, efficienza energetica e in generale per gli investimenti in misure ambientali.

³⁷⁰ E' bene ricordare che l'energia rientra costituzionalmente tra le materie di competenza concorrente Stato Federale-Länder (art. 74 co. 11 del Grundgesetz).

³⁷¹ P. AGNOLUCCI, *Use of economic instruments in the German renewable electricity policy*, Energy Policy 34 (2007), Elsevier, pag. 3538 e ss.

³⁷² A titolo esemplificativo si può citare il piano di sussidi previsto dal governo bavarese (<http://www.managenergy.net/download/nr26.pdf>).

³⁷³ M. RAGWITZ, C. HUBER, *Feed-In Systems in Germany and Spain and a comparison*. Disponibile in www.bmu.de

³⁷⁴ A titolo esemplificativo si può citare la Dichiarazione di Düsseldorf del 22 marzo 2007 (*Düsseldorfer Erklärung*), elaborata congiuntamente dal Governo Federale e dai Governi dei Länder, che delinea nuovi e impegnativi obiettivi nella lotta ai cambiamenti climatici.

che le fonti rinnovabili ricevano un adeguato sostegno normativo e ciò a prescindere dalla maggioranza politica al potere nel Governo federale e nei Governi statali³⁷⁵.

Non solo i Länder, ma anche le numerose municipalità presenti sul territorio tedesco svolgono un ruolo sempre più attivo nelle problematiche clima-energetiche molto spesso attraverso la locale Agenda 21³⁷⁶.

I comuni si sono concentrati su una vasta gamma di interventi, alcuni di informazione alla cittadinanza sui sussidi e sulle tecnologie disponibili³⁷⁷, altri di adeguamento degli edifici pubblici (complessivamente 40.000 scuole e 48.000 asili nido) per una migliore efficienza energetica, altri ancora di promozione delle energie rinnovabili e della cogenerazione anche tramite la costruzione di centrali comunali³⁷⁸.

L'obiettivo, che numerose municipalità si propongono di raggiungere, è quello di arrivare ad una copertura totale del fabbisogno energetico attraverso le fonti rinnovabili. Alcuni piccoli comuni (per esempio, Freiamt³⁷⁹, Jühnde³⁸⁰ e Mauenheim³⁸¹) hanno già centrato questo traguardo attraverso l'attivo sostegno dato dalle amministrazioni agli investimenti messi in campo da imprese private e da semplici cittadini.

³⁷⁵ Per esempio, in occasione delle modifiche apportate all'EEG nel 2004 molti Länder a guida conservatrice hanno appoggiato la riforma voluta dal governo federale socialdemocratico in contrasto con la linea nazionale adottata dal loro partito.

³⁷⁶ Adottata in occasione della Conferenza ONU su Ambiente e Sviluppo tenutasi a Rio de Janeiro nel 1992, Agenda 21 è un Piano d'Azione a tutti i livelli per uno sviluppo sostenibile da realizzare su scala globale, nazionale e locale da parte delle Nazioni Unite, dei Governi nazionali e di quelli Locali in ogni area in cui l'attività umana danneggia l'ecosistema. L'esecuzione dell'Agenda 21 è stata programmata per includere interventi a livello internazionale, nazionale, regionale e locale. In alcuni stati le autorità locali hanno preso iniziative per la realizzazione del piano localmente, come raccomandato nel capitolo 28 del documento. Questi programmi locali sono noti come 'Agenda 21 Locale'

³⁷⁷ In merito si veda il sito www.dstgb.de.

³⁷⁸ H. WEIDNER, L. MEZ, *German Climate Change Policy: A Success Story With Some Flaws*, The Journal of Environment Development 17 (2008), Sage, pag. 356 e ss.

³⁷⁹ Freiamt ha provveduto all'installazione di quattro turbine eoliche, di circa 800 impianti fotovoltaici a tetto, di impianti di mini idroelettrico e a biomassa, arrivando a generare circa 13 milioni kWh di potenza. Dato che consuma solo 10 milioni di kWh a livello locale, l'avanzo di tre milioni viene venduto attraverso la rete elettrica nazionale, generando reddito per i residenti e le imprese (http://www.freiamt.de/erneuerbare_energien.php).

³⁸⁰ Dall'autunno del 2005, il riscaldamento e l'elettricità di Jühnde sono stati totalmente prodotti sfruttando i prodotti di scarto raccolti nei campi circostanti. Per un approfondimento: http://www.bioenergiedorf.de/con/cms/front_content.php?idcat=13

³⁸¹ Mauenheim, piccola cittadina del Baden-Wuerttemberg di 400 abitanti, è il primo paese della regione ad aver ottenuto una copertura totale del suo fabbisogno di elettricità e di riscaldamento attraverso le fonti rinnovabili (fotovoltaico, biogas e biomassa da silvicoltura). Per maggiori informazioni: <http://www.bioenergiedorf-mauenheim.de/>

Anche realtà cittadine di dimensioni più consistenti, come Friburgo in Brisgovia ed Amburgo, hanno dato vita ad interessanti progetti sulle fonti energetiche rinnovabili.

Friburgo, considerata da anni esempio di sostenibilità energetica e vetrina delle rinnovabili, fonda la propria politica energetica su tre fondamentali principi: l'efficienza energetica; l'uso di nuove tecnologie che sfruttino insieme calore ed energia (co-generazione); l'impiego di energia derivata da fonti rinnovabili, in particolare l'energia solare.

Grazie anche ai sussidi previsti per l'installazione di pannelli solari dalla locale utility energetica (Badenova³⁸²) che si vanno ad assommare al sostegno già previsto dalla legislazione federale, Friburgo ha conosciuto un vero boom nel settore, potendo contare su ogni tipo di applicazione: solare fotovoltaico (oltre 450 installazioni), solare termico (per l'acqua calda), stanze solari o "giardini invernali", progetti per il solare passivo, raffreddamento solare, sistemi di isolamento solare trasparenti che convertono il calore di una parete esposta al sole in energia termica utilizzabile. Una serie di soluzioni che ha consentito alla città di soddisfare nel 2008 oltre il 5% del proprio fabbisogno energetico complessivo³⁸³.

Anche Amburgo, nominata capitale verde d'Europa per il 2011³⁸⁴, ha raggiunto notevoli risultati sul versante delle fonti rinnovabili attraverso una politica energetica diversificata che include eolico, fotovoltaico e biomasse.

Con una costante iniziativa di informazione e con un importante contributo alla ricerca scientifica ed universitaria³⁸⁵, la città di Amburgo ha dato avvio a numerosi progetti insieme all'utility territoriale Vattenfall³⁸⁶; in particolare, è stata portata a termine la costruzione di un grande impianto a biomassa (Müllverwertung Borsigstraße) con una capacità di produzione di 80 MW di calore e di 20 MW di energia elettrica sulla base di legno riciclato, potendo anche gestire legno trattato. Tale installazione si va ad aggiungere ad altri tre impianti dello stesso tipo già presenti nel circondario della città: Tiefstack (180 MW di calore; 125 MW di energia elettrica), Rugenberger Damm (70 MW di calore, 7 MW di energia elettrica) e Vera (10 MW di calore, 8 MW di energia elettrica).

³⁸² <https://www.badenova.de/web/de/>

³⁸³ D. HOPWOOD, *Blueprint for sustainability?: What lessons can we learn from Freiburg's inclusive approach to sustainable development?*, Refocus, 8 (2007), Elsevier, pag. 54 e ss.

³⁸⁴ Per approfondimenti si veda: http://ec.europa.eu/environment/europeangreencapital/green_cities_submenu/awardwinner_2011.html

³⁸⁵ Per avere un'idea dei progetti in fase di studio si rimanda al sito del Politecnico di Amburgo: www.tu-hamburg.de

³⁸⁶ www.vattenfall.de

La città di Amburgo ha, inoltre, stanziato un fondo annuale di 3 milioni di euro per incoraggiare l'indipendenza energetica degli uffici pubblici attraverso il ricorso a pannelli fotovoltaici e a misure di contenimento dei consumi elettrici.

Da citare, infine, è l'esperienza del Barnim e del Uckermark ("Barum"), regioni del Land Brandeburgo, con una popolazione complessiva di oltre 300.000 abitanti, che hanno raggiunto la totale autonomia energetica anche grazie agli innovativi progetti messi in campo dall'Università di Eberswalde³⁸⁷.

2. LE ASSOCIAZIONI DI SETTORE

Un ruolo decisivo nella determinazione della policy energetica tedesca è giocato dalle associazioni del settore che attraverso un'intensa attività di lobbying esercitano un'importante influenza al fine di garantire un adeguato clima politico per una crescita stabile delle energie rinnovabili che garantisca la sicurezza degli investimenti nel settore delle rinnovabili.

Queste associazioni hanno dato un impulso decisivo per l'emanazione di leggi come l'EEG e l'EEWärmeG e sono costantemente consultate dal Governo centrale per tutte le modifiche e le innovazioni, da apportare al vigente quadro normativo, che si rendano necessarie per una più efficace incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili.

Tra queste organizzazioni la più importante è senza dubbio BEE (Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.³⁸⁸), fondata nel 1991, a cui fanno capo ventidue associazioni afferenti tutti i settori delle fonti energetiche rinnovabili, per un totale di oltre 30.000 membri individuali e aziende.

L'obiettivo a lungo termine di BEE è la conversione dell'intero sistema energetico tedesco all'utilizzo delle energie rinnovabili. Per centrare questo ambizioso obiettivo l'organizzazione, coordinando le iniziative delle associazioni che la compongono, promuove, sia nelle sedi politiche che sulla scena pubblica, il miglioramento delle condizioni giuridiche di base per le energie rinnovabili, lavorando per la priorità delle fonti alternative sulle fonti di energia convenzionali.

BEE svolge un'azione a più livelli: in primo luogo organizza consultazioni con i partiti politici, con le autorità, con gli istituti specializzati e con altre organizzazioni che si occupano a vario titolo di energia.. Inoltre, essa convoca audizioni di esperti, organizza gruppi di studio, compila le dichiarazioni di risposta

³⁸⁷ La *Hochschule für nachhaltige Entwicklung Eberswalde* (www.hnee.de) ha quindici diversi corsi di laurea tutti dedicati ad attività economiche sostenibili.

³⁸⁸ Per maggiori informazioni: www.bee-ev.de

ai progetti legislativi e promuove la consapevolezza delle energie rinnovabili attraverso i media.

Accanto a BEE, operano associazioni che raggruppano imprese e stakeholder riferibili a specifiche fonti rinnovabili come l'eolico ed il solare.

BSW-Solar (Bundesverband eV Solarwirtschaft³⁸⁹), con circa 700 imprese aderenti, agisce come informatore ed intermediario tra le imprese ed i diversi settori pubblici e politici concorrendo a mantenere e a migliorare l'attuale legislazione di favore per l'energia solare. Attualmente l'associazione ha messo in campo tutta la sua influenza per bloccare l'iniziativa del Governo Tedesco mirante ad una riduzione del livello tariffario previsto dall'EEG per il fotovoltaico³⁹⁰.

L'associazione tedesca dell'energia eolica (BWE) raccoglie circa 20.000 soci. Tra i suoi membri si annoverano produttori di turbine eoliche, operatori degli impianti e loro azionisti, uffici di progettazione, finanziatori del settore, scienziati, ingegneri, tecnici e avvocati, così come ambientalisti e studenti.

Il punto di forza di BWE risiede anche nella sua struttura: gruppi di lavoro, pubblicazioni scientifiche, comitati locali, rapporti istituzionalizzati con le organizzazioni internazionali del settore fanno dell'associazione un partner solido ed un contatto importante per politica, economia, svariati settori scientifici e media.

Data l'importanza economica delle fonti energetiche, non solo le associazioni di settore, ma anche organizzazioni che si occupano di energia a carattere più generale, sono importanti attori nell'arena politica.

Tra queste si possono ricordare BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft), l'associazione degli industriali tedeschi che operano nel settore dell'energia e dell'acqua, VKU (Verband kommunaler Unternehmen e.V.) che rappresenta gli interessi delle pubbliche utility locali e VIK (Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft), che rappresenta i gestori degli impianti industriali di produzione dell'energia elettrica.

Dal momento che il numero di posti di lavoro legati all'industria delle energie rinnovabili è in crescita, anche i sindacati sono attori costanti del dibattito sulle politiche energetiche federali e regionali. Sul lato dei consumatori finali, invece, l'attività di lobbying è svolta da VZBV (Verbraucherzentrale Bundesverband e.V.), associazione ombrello raggruppante le diverse associazioni che si occupano della tutela del consumatore.

³⁸⁹ Il sito internet dell'associazione (www.solarwirtschaft.de) contiene interessanti studi di settore disponibili anche in lingua inglese.

³⁹⁰ <http://www.businessgreen.com/business-green/news/2264092/german-solar-incentives-enjoy>

3. IL RUOLO DEI CITTADINI E L'ACCETTABILITA' SOCIALE DELLE ENERGIE RINNOVABILI

Oltre ai fattori di carattere giuridico ed economico, il successo del modello tedesco di sviluppo delle energie rinnovabili dipende anche da un elemento di fondamentale importanza, quello della accettabilità sociale³⁹¹. Rispetto ad altri contesti nazionali (come quello italiano), in Germania l'attenzione e il supporto per le rinnovabili sono posti al centro del dibattito politico da gruppi di interesse ed, in generale, da un'opinione pubblica che non ha mancato di sostenere le decisioni politiche in materia ambientale anche nell'ottica di ottenere fondi, vantaggi e maggiori poteri decisionali in materia ambientale. L'ampio consenso per le politiche energetiche sostenibili che sondaggi di opinione costantemente mostrano non deve, tuttavia, far ritenere che non vi siano opposizioni di sorta alla costruzione di nuovi impianti; molti residenti nei pressi delle installazioni si sentono, infatti, gravemente limitati nella loro qualità di vita in relazione, per esempio, a modifiche indesiderate del paesaggio, al rumore, ai problemi di trasporto ed, in generale, agli eventuali rischi ambientali connessi.

Quello che caratterizza positivamente il "caso tedesco" non è, dunque, l'assenza di conflitto, ma, piuttosto la gestione dello stesso. Rilevanti questioni come la gestione della zonizzazione degli impianti e le autorizzazioni amministrative allo svolgimento dell'attività di produzione di energia elettrica richiedono, in effetti, non un approccio casuale, o peggio "autoritario", ma, piuttosto una sapiente opera di sensibilizzazione, informazione e mediazione.

Sul piano prettamente legislativo, la Germania si è uniformata agli input del legislatore comunitario dando attuazione alle numerose direttive che trattano la questione del coinvolgimento dei cittadini nelle decisioni in campo ambientale e ha ratificato importanti trattati internazionali. Si possono citare, a titolo esemplificativo, la Convenzione di Århus del 25 giugno 1998³⁹², la Direttiva 2003/4/CE sull'informazione ambientale³⁹³, la Direttiva 2003/35/CE sulla

³⁹¹ R. WÜSTENHAGEN, M. WOLSINK, M. J. BÜRER, *Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept*, Energy Policy 35 (2007), Elsevier, pag. 2683 e ss.

³⁹² "Convenzione sull'accesso alle informazioni, la partecipazione del pubblico ai processi decisionali e l'accesso alla giustizia in materia ambientale".

³⁹³ Direttiva 2003/4/CE del Parlamento europeo e del Consiglio sull'accesso del pubblico all'informazione ambientale e che abroga la direttiva 90/313/CEE del Consiglio (GU n. L 41 del 14 marzo 2003).

partecipazione³⁹⁴, nonché la stessa Direttiva 2009/28/CE che dedica un apposito articolo (l'art. 14) al tema.

Inoltre, dal punto di vista dell'accesso ai cittadini alle informazioni ambientali, il legislatore, tedesco, già nel 1994, ha predisposto un atto ad hoc, l'*Umweltinformationsgesetz* (UIG)³⁹⁵.

La legge si propone di assicurare il libero accesso alle informazioni ambientali, nonché la diffusione delle stesse. La prima versione del 1994 che dava attuazione alla Direttiva 90/313/CEE³⁹⁶ eccessivamente restrittiva, è stata oggetto di una procedura di infrazione in sede comunitaria (Causa C-217/97).

In risposta alle censure europee ed in attuazione alla nuova Direttiva 2003/4 CE che ha sostituito la precedente Direttiva 90/313/CEE, il 22 dicembre 1994 è stato approvato un "nuovo UIG" che offre una innovativa regolamentazione della materia imperniata su alcuni punti chiave: la pubblicità delle informazioni di carattere ambientale (a disposizione di chiunque, anche in assenza di uno specifico interesse giuridico. § 3 comma 1 UIG), un ampliamento del concetto stesso di "informazione ambientale", una più efficace partecipazione dei cittadini ai processi decisionale³⁹⁷.

Ma è il piano "pratico" delle relazioni politiche e sociali che sembra distinguere la Germania da altri Paesi (come l'Italia), che si caratterizzano per una diffusa opposizione del territorio rispetto alle scelte di localizzazione degli impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili. Infatti, prescindendo da qualche eccezione (di cui, peraltro, si renderà conto nelle pagine che seguono), i dati più recenti elaborati dal Ministero dell'Ambiente tedesco³⁹⁸ mostrano come, attraverso l'informazione ambientale e l'attivo coinvolgimento dei cittadini e del territorio nelle scelte relative agli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, il livello di opposizione verso le nuove installazioni sia assai contenuto.

³⁹⁴ Direttiva 2003/35/CE che prevede la partecipazione del pubblico nell'elaborazione di taluni piani e programmi in materia ambientale e modifica le direttive del Consiglio 85/337/CEE e 96/61/CE relativamente alla partecipazione del pubblico e all'accesso alla giustizia (GU n. L 156 del 25 giugno 2003). In particolare con l'approvazione dell'*Umwelt-Rechtsbehelfsgesetz (UmwRG)* del 7 dicembre 2006, BGBl. I S. 2816 tutela i diritti dei cittadini in campo ambientale anche attraverso il riconoscimento della legittimazione ad agire in giudizio per le associazioni ambientaliste (a certe ben definite condizioni).

³⁹⁵ *Umweltinformationsgesetz (UIG)* dell'8 luglio 1994 (BGBl. I S. 1490), più volte emendato e di fatto sostituito dal "nuovo UIG" approvato il 22 dicembre 2004 (BGBl. I S. 3704).

³⁹⁶ Direttiva del Consiglio 90/313/CEE del 7 giugno 1990 concernente la libertà di accesso all'informazione in materia di ambiente (GU n. L 158 del 26 giugno 1990).

³⁹⁷ S. BUGDAHAN, *Of Europeanization and domestication: the implementation of the environmental information directive in Ireland, Great Britain and Germany*, *Journal of European Public Policy*, 12: 1, 177 — 199 (2005).

³⁹⁸ Si veda lo studio *Acceptance and environmental compatibility of aircraft obstruction markings on wind turbines* condotto da Gundula Hübner and Johannes Pohl, Martin-Luther-University Halle-Wittenberg, Institute of Psychology e disponibile sul sito del Ministero (<http://www.bmu.de>).

Il Governo tedesco ha, in primo luogo, messo in campo una vigorosa campagna informativa sui benefici e sui costi ambientali delle rinnovabili attraverso opuscoli e pubblicazioni finalizzati dal Ministero dell'Ambiente³⁹⁹. Questo, nel medio periodo, ha avuto il merito di porre la questione delle fonti energetiche alternative e, più in generale, della sicurezza energetica al centro del dibattito pubblico. I cittadini tedeschi sono, dunque, secondo diversi studi, portati a considerare le rinnovabili come una soluzione concreta rispetto al problema dell'approvvigionamento energetico e non come una costosa e inutile utopia⁴⁰⁰.

Accanto alla comunicazione ambientale, l'esperienza tedesca mostra l'importanza della partecipazione del territorio coinvolto nelle procedure di pianificazione. Non si vuole qui sostenere che in Germania tutti i progetti di nuovi impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili siano accolti con favore, ma, piuttosto, che la diffusa prassi della mediazione preventiva degli interessi coinvolti ha determinato un clima collaborativo tra i vari attori sociali coinvolti, stemperando l'eventuale dissenso. Gli studiosi di "psicologia ambientale"⁴⁰¹ riconoscono, infatti, una correlazione significativa tra informazione agli interessati ed accettazione sociale del progetto.

La mancanza di una preventiva informazione con l'imposizione di opere "calate dall'alto" può, al contrario, essere causa di un "muro contro muro" con inevitabili difficoltà nella prosecuzione del progetto. Pertanto è chiaro che il coinvolgimento del territorio deve essere attuato fin dall'inizio dell'iter progettuale, ovvero dal momento della decisione sul dove ubicare gli impianti.

A suffragio di questa tesi è utile portare due "case-studies", quello del parco eolico situato nel parco nazionale di Hünsruck e quello del parco eolico nel Westerwald, facilmente paragonabili sia per quanto la tipologia di impianto da realizzare sia per la regione in cui questi sono localizzati (la Renania Palatinato), ma diversamente compresi ed accettati dalla popolazione locale.

A sostanziale parità di effetti sul territorio, il primo caso si è rivelato un vero e proprio esempio da manuale nella corretta gestione delle relazioni tra i vari stakeholder. Uno dei fattori chiave di successo è stato appunto quello di prendere

³⁹⁹ Il Ministero dell'Ambiente tedesco ha, tra l'altro, predisposto uno specifico sito internet per le rinnovabili (<http://www.erneuerbare-energien.de>) da cui si possono scaricare (gratuitamente e anche in lingua inglese) la legislazione vigente, materiale informativo ed educativo, nonché i report che descrivono, sotto diverse angolazioni, lo sviluppo e le prospettive delle fonti energetiche rinnovabili.

⁴⁰⁰ Sul tema si raccomanda la lettura di A. MEYER, S. STEINBIß, *Acceptance of renewable energies in the USA*, BMU, 2008. In questo report si procede ad un interessante parallelo tra cittadini tedeschi ed americani sulla loro percezione riguardo alle rinnovabili.

⁴⁰¹ J. ZOELLNER, P. SCHWEIZER-RIES, C. WEMHEUER, *Public acceptance of renewable energies: Results from case studies in Germany* Energy Policy 36 (2008), Elsevier, pag. 4136 e ss.

in considerazione i vari interessi sociali, ambientali ed economici “armonizzando” di conseguenza il progetto. (Per esempio: le associazioni ambientali sono state coinvolte in un’analisi dell’impatto potenziale della centrale eolica sulla vicina riserva naturale, ditte locali sono state incaricate dei lavori con una conseguente ricaduta positiva in termini occupazionali, la locale università ha potuto dare il proprio contributo di know-how scientifico...).

Al contrario, il secondo caso il progetto è stato sviluppato unicamente da imprese esterne al Land senza coinvolgimento delle imprese del luogo e senza una preventiva consultazione con le istituzioni territoriali ed ai cittadini. Questi deficit hanno rappresentato considerevoli svantaggi per l’accettazione sociale dei progetti determinando ritardi nell’attuazione del progetto e perdite finanziarie⁴⁰².

F. CONSIDERAZIONI FINALI

1. I RECENTI MUTAMENTI INTERVENUTI NEL QUADRO DELLA DISCIPLINA DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI: IL PIANO D’AZIONE NAZIONALE PER LE RINNOVABILI E GLI EMENDAMENTI ALL’EEG DELL’AGOSTO 2010

Prima di offrire un bilancio complessivo delle politiche energetiche tedesche nel settore delle rinnovabili è opportuno qualche breve cenno ad alcuni recentissimi interventi che hanno inciso anche sul quadro normativo appena delineato. Si tratta di provvedimenti adottati per due fondamentali ordini di motivi: dare attuazione alle nuove Direttive comunitarie del pacchetto clima-energia e riconsiderare le modalità di sostegno alle rinnovabili alla luce della crisi economica tuttora in corso.

Tra le varie prescrizioni contenute nella Direttiva 2009/28/CE l’articolo 4 impone per ciascun Stato Membro l’azione di un Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili. Tali piani dovrebbero fissare gli obiettivi nazionali degli Stati membri per la quota di energia da fonti rinnovabili consumata nel settore dei trasporti, dell’elettricità e del riscaldamento e raffreddamento nel 2020 ed essere notificati alla Commissione entro il 30 giugno 2010.

Ogni Stato membro, sei mesi prima della presentazione del Piano, avrebbe dovuto predisporre, a beneficio della Commissione, un documento previsionale contenente una stima della produzione di energia da fonti energetiche rinnovabili da qui al 2020.

⁴⁰² A. JOBERT, P. LABORGNE, S. MIMLER, *Local acceptance of wind energy: Factors of success identified in French and German case studies*, Energy Policy 35 (2007), Elsevier, pag. 2751 e ss.

In conformità con le indicazioni della Direttiva la Germania ha presentato il proprio documento previsionale⁴⁰³ nel dicembre 2009. In tale sede, il governo tedesco, sulla base di specifici studi scientifici, ritiene che la Germania possa raggiungere una “quota rinnovabile” del 18,7% sul consumo finale di energia entro il 2020. Questo significa che la Germania prevede di superare di poco l'obiettivo del 18% fissato dalla direttiva stessa.

Il Piano d'azione nazionale per le fonti rinnovabili di energia⁴⁰⁴ è stato, invece, presentato nell'agosto 2010. Nello specifico, il Piano d'azione corregge al rialzo le stime contenute nel documento previsionale, dando per assodato il raggiungimento dell'obiettivo 18% entro il 2020; tale obiettivo dovrebbe, infatti, essere ampiamente superato fino ad arrivare a quota 19,6% contro l'attuale 10% circa.

Per quanto riguarda i singoli settori considerati, nel 2020 le energie rinnovabili dovrebbero soddisfare il 15,5 dei bisogni energetici nel settore del riscaldamento e del raffreddamento, il 38,6 per cento dei consumi di energia elettrica e il 13,2% nei trasporti.

Si badi che i dati di cui sopra non rappresentano obiettivi, ma piuttosto “confortanti” stime. In realtà, in connessione con il target giuridicamente vincolante del 18%, il Governo federale aveva già definito e previsto⁴⁰⁵ obiettivi da raggiungere entro il 2020; per esempio, la quota di energie rinnovabili sul consumo di elettricità dovrà raggiungere almeno il 30%, mentre nel settore del riscaldamento essa dovrà essere pari al 14%.

Nel Piano d'azione nazionale il Governo Federale elenca nel dettaglio le misure, le politiche e gli strumenti, esistenti e futuri, per la promozione dell'uso delle energie rinnovabili, come ad esempio il più volte citato EEG. E' chiaro, tuttavia, che il piano di sostegno alle fonti rinnovabili deve essere accompagnato da considerazioni di più ampio respiro concernenti l'intero settore energetico; proprio per questo nell'autunno del 2010 il governo federale ha presentato una proposta strategica (Energiekonzept der Bundesregierung) per l'energia che, in un'ottica temporale più ampia⁴⁰⁶, tiene conto anche delle fonti convenzionali e del risparmio energetico.

⁴⁰³ “Vorausschätzung der Bundesrepublik Deutschland zur Nutzung der flexiblen Kooperationsmechanismen zur Zielerreichung gemäß Art. 4 Abs. 3 der Richtlinie 2009/28/EG” del 21 dicembre 2009.

⁴⁰⁴ “Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen” dell'8 agosto 2010.

⁴⁰⁵ Energiekonzept, pag. 5.

⁴⁰⁶ “Energiekonzept der Bundesregierung. Langfristige Strategie für die künftige Energieversorgung” del 6 settembre 2010.

Il risultato che il documento si prefigge di raggiungere è quello di un sostanziale affrancamento dalle importazioni di combustibili fossili dall'estero a fini energetici. Per far questo, pur con mille cautele, viene riaperto il discorso sul nucleare considerato come una necessaria "tecnologia ponte" che aiuta a stabilizzare i prezzi dell'energia. Sostanzialmente si prevede di prorogare la scadenza prevista per gli impianti nucleari di 14 anni per quelli più recenti e di 8 anni per quelli entrati in funzione prima del 1980.

Il risparmio energetico degli edifici è un altro obiettivo fondamentale del documento considerando anche che la riduzione dei consumi e l'adozione di tecnologie edilizie efficienti sono concetti ben compresi da cittadini e imprese che, anche nel breve periodo, avvertono i benefici economici di queste scelte. Questa consapevolezza sarà tanto più rafforzata dalle politiche delineate nella proposta strategica. In effetti, invece di usare mezzi coercitivi come svantaggi fiscali, il governo intende innescare un massiccio programma di ristrutturazione a basso consumo energetico, attraverso sgravi fiscali ed incentivi in conto capitale.

Ma il vero fulcro della programmazione energetica rimane ad appannaggio delle fonti rinnovabili che, secondo il documento, dovrebbero raggiungere nel 2050 la fantasmagorica (ma non irrealizzabile) quota del 60% sul totale del consumo lordo di energia. Alla base di questa strategia non stanno solo gli incentivi economici, ma anche una modernizzazione e ampliamento della rete elettrica, nonché una serie di interventi sul settore della ricerca in modo al fine di ridurre sensibilmente il costo degli impianti.

Lo stesso EEG dovrà essere maggiormente orientato ad una logica di mercato. In particolare, il fotovoltaico rappresenta circa il 9% dell'energia rinnovabile prodotta secondo l'EEG, a fronte di costi differenziali⁴⁰⁷ del 40% superiori rispetto a quelli delle altre fonti rinnovabili. Di contro, il fotovoltaico offre un grande potenziale di riduzione dei costi e prospettive di rapida crescita tecnologica. Sulla base di queste considerazioni l'EEG è stato già recentemente emendato con una decisa riduzione delle tariffe incentivanti per il fotovoltaico.

Le modifiche alla legge, approvate nell'agosto 2010⁴⁰⁸, rappresentano, infatti, una sorta di reazione all'accresciuta competitività di prezzo degli impianti fotovoltaici, in relazione anche al recente calo dei prezzi di pannelli e componenti solari. Queste modifiche, peraltro, si sono rese necessarie anche per frenare l'incredibile espansione del fotovoltaico tedesco, che, secondo molti esperti,

⁴⁰⁷ I costi differenziali si ottengono dal confronto tra più alternative, scegliendone una come base di riferimento.

⁴⁰⁸ BGBl. I S. 1170.

potrebbe determinare problemi di natura finanziaria (con effetti anche sulla bolletta pagata dai consumatori) ed infrastrutturale (soprattutto in termini di connessione alla rete)⁴⁰⁹.

Le nuove tariffe sono il frutto di una serrata negoziazione tra il Bundestag, che mirava a tagli più decisi, e il Bundesrat, che, tutelando gli interessi dei Länder, non condivideva questa scelta. Pur in presenza di una riduzione generalizzata, la revisione introdotta favorisce, di fatto, il segmento di mercato residenziale caratterizzato da impianti su tetto, in quanto aumenta la convenienza all'autoconsumo per sistemi di questo tipo di piccola e media scala, mentre penalizza i sistemi costruiti su terre coltivabili.

In particolare, si prevede una riduzione del 13% delle tariffe per gli impianti costruiti su edifici entrati in funzione dopo il 30 giugno 2010; se gli impianti in questione diventano operativi dopo il 30 settembre 2010, vi è una riduzione aggiuntiva del 3%⁴¹⁰.

Per le installazioni autonome, invece la riduzione sarà del 12% con un ulteriore 3% nel caso in cui gli impianti entrino in funzione dopo il 30 settembre 2010; sono previste, tuttavia numerose eccezioni⁴¹¹.

Per quanto riguarda il consumo diretto⁴¹², viene prevista un'importante novità: la capacità massima ammissibile dell'impianto, prima fissata a 30 kW, viene portata a 500 kW, con una remunerazione più elevata che scatta se il consumo diretto superi il 30% dell'energia prodotta.

Analoghe considerazioni sono svolte dall'Energiekonzept in merito all'energia da biomasse. Anche in questo caso le future migliorie tecniche agli impianti consentiranno una progressiva riduzione dei costi di produzione con una conseguente decrescita delle tariffe incentivanti.

Diverso è il discorso relativo all'eolico off-shore; la tecnologia, relativamente recente, deve essere supportata con ingenti investimenti così da consentirne lo sviluppo fino ai 25 GW calcolati per il 2030. In questo senso, la Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW)⁴¹³ ha avviato uno speciale programma

⁴⁰⁹ M. HERRMANN, H. F. HELLER, *The Amendment of the Renewable Energy Act with respect to the Feed-In-Tariffs for Photovoltaic Power Plants*, Client Alert, Latham & Watkins, N.1065/2010.

⁴¹⁰ Art. 20 co. 4 no. 3 dell'EEG (versione emendata nel 2010).

⁴¹¹ Art. 32 e ss. Per quanto riguarda, invece, la percentuale annua di riduzione si veda l'art. 20.

⁴¹² (il regolamento precedente secondo Sez. 33 (2) EEG 2009)

⁴¹³ Il gruppo bancario KfW è una banca di sviluppo tedesca di proprietà del Governo, con sede a Francoforte. Il suo nome proviene dalla Kreditanstalt für Wiederaufbau, cioè dall'Istituto di Credito per la Ricostruzione, fondato nel 1948 dopo la seconda guerra mondiale, nell'ambito del Piano Marshall. La Repubblica federale di Germania detiene l'80% delle quote, mentre il restante 20% è di proprietà dei Länder. Il più importante business del gruppo (circa 33,8 miliardi di euro nel 2008) è legato allo sviluppo di programmi per la sostenibilità ambientale, come ad esempio la promozione di edilizia efficiente da un

“Energia eolica off-shore nel 2011”⁴¹⁴ con un volume di credito complessivo pari a 5 miliardi di euro per la costruzione di dieci parchi eolici off-shore.

Da un punto di vista prettamente legislativo e regolamentare sono allo studio ulteriori modifiche dell’impianto tariffario previsto dall’EEG, con una tariffa iniziale più elevata e una decrescita più veloce, al fine di facilitare gli investimenti. Per il 2011 è, inoltre, in cantiere una revisione profonda del procedimento di autorizzazione attraverso emendamenti all’Ordinanza per le installazioni off-shore del 1997⁴¹⁵.

Per quanto riguarda l’eolico on-shore, grande enfasi è posta dal documento sul repowering, ovvero sulla sostituzione degli impianti ormai obsoleti con altre installazioni più moderne, con una resa energetica migliore e meno impattanti dal punto di vista del paesaggio e dell’inquinamento acustico. Per i nuovi impianti, l’Energiekonzept auspica una sempre più analitica pianificazione territoriale e un ancor più ampio coinvolgimento dei cittadini e dell’autorità locali interessate dalle centrali. A tal fine non si escludono modifiche delle leggi attualmente in vigore.

2. CONCLUSIONI

I paragrafi precedenti hanno, senza pretesa di completezza assoluta, tracciato il quadro delle leggi e delle politiche tedesche concernenti il settore delle rinnovabili, offrendo, nel contempo, una valutazione sui meccanismi di incentivazione, sulle procedure di autorizzazione e sul coinvolgimento delle istituzioni e degli attori sociali nella determinazione delle politiche energetiche.

In questa sede, non sembra utile riformulare un giudizio sui singoli elementi del puzzle: piuttosto occorre sottolineare come questi elementi debbano essere necessariamente compresenti per determinare il successo di una politica energetica nazionale.

E’ chiaro, infatti, che senza una politica di sostegno economico, le rinnovabili, almeno nella prima fase del loro sviluppo tecnologico, non possano essere economicamente competitive rispetto alle fonti convenzionali. Questa considerazione ha spinto lo Stato Tedesco, da una parte, ad adottare provvedimenti, come l’EEG, che forniscano un’adeguata e certa copertura finanziaria per gli investimenti e, dall’altra, a sostenere la ricerca e il rinnovamento

punto di vista energetico e la concessione di finanziamenti per gli impianti eolici e fotovoltaici. Per maggiori informazioni: <http://www.kfw.de/>

⁴¹⁴ Sonderprogramm “Offshore Windenergie” 2011.

⁴¹⁵ Seeanlagenverordnung (SeeAnIV) del 1997.

tecnologico cosicché gli impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili diventino sempre meno costosi e sempre più efficienti dal punto di vista produttivo. Tutto ciò ha consentito, nel medio periodo, una riduzione delle tariffe incentivanti senza determinare gravi contraccolpi nella produzione⁴¹⁶.

Tuttavia, come mostra l'esperienza di diversi Stati⁴¹⁷, il contributo economico e tecnologico di per sé è insufficiente all'implementazione delle fonti energetiche rinnovabili se i nuovi progetti incontrano ostacoli di natura burocratica. In questo senso, si è potuto notare⁴¹⁸, come, in generale, lo svolgimento dei procedimenti amministrativi relativi all'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili non è connotato da particolari criticità. Certo, il fatto che non esista un procedimento valido per tutte le tipologie di fonti rinnovabili, potrebbe, almeno teoricamente, non agevolare i richiedenti che si troverebbero a fronteggiare, in alcuni casi, una normativa non semplice⁴¹⁹. Per questo sono in cantiere numerosi progetti per attuare una più decisa semplificazione normativa, anche a livello regionale⁴²⁰.

Nonostante ciò, al lato pratico, non si ravvisano barriere procedurali fondamentali alla produzione di elettricità da fonti di energia rinnovabile⁴²¹ e la riprova è la rapida crescita di nuovi impianti negli ultimi anni. Il merito va ascritto probabilmente a due fattori che prescindono il dato meramente regolatorio: da una parte, la pianificazione a più livelli territoriali alla quale devono attenersi, senza grandi margini di discrezionalità, le autorità competenti sulla decisione dell'autorizzazione, dall'altra, un approccio "user-friendly" degli uffici deputati alla gestione dei procedimenti.

E' chiaro che la presenza di incentivi efficaci e di procedure amministrative efficienti rafforza il clima di fiducia tra le istituzioni e gli attori sociali ed economici favorendo gli investimenti nel settore, con ampie ricadute anche dal punto di vista occupazionale⁴²².

Ciò spiega, almeno in parte, il largo consenso di cui godono le rinnovabili nell'opinione pubblica tedesca. Un consenso che non emerge solo dai sondaggi di

⁴¹⁶ M. BECHBERGER, D. REICHE, *Renewable Energy Policy in Germany: Pioneering and Exemplary Regulations*, Energy for Sustainable Development 8 (2004), Elsevier, pag. 47 e ss.

⁴¹⁷ A questo proposito, si rimanda al Capitolo IV, parte F.

⁴¹⁸ Pag. 105 e ss.

⁴¹⁹ Questo vale, ad esempio, per gli impianti alimentati da energia geotermica.

⁴²⁰ Sul punto si veda il Piano d'Azione Nazionale per le rinnovabili a pagina 26.

⁴²¹ Tanto è vero che il Piano d'Azione Nazionale per le rinnovabili, presentato lo scorso anno alla Commissione Europea, non riscontra alcun problema di compatibilità tra la regolamentazione del procedimento autorizzativo in Germania e i requisiti richiesti dalla Direttiva 2009/28/CE all'articolo 13.

⁴²² U. LEHR, J. NITSCH, M. KRATZAT, C. LUTZ, D. EDLER, *Renewable energy and employment in Germany*, Energy Policy 36 (2008), Elsevier, pag. 108 e ss.

opinione, ma anche dall'esperienza concreta. In Germania, infatti, come già osservato⁴²³, la costante informazione ambientale e la partecipazione della popolazione ai processi decisionali concernenti l'autorizzazione delle infrastrutture, hanno, nei fatti, ridotto sensibilmente il numero degli impianti contestati, denotando un'ampia accettabilità sociale delle fonti energetiche rinnovabili.

La Germania ha dunque creato i presupposti ideali per proseguire nella transizione graduale da un contesto energetico basato principalmente su combustibili fossili a un futuro a ridotte emissioni fondato soprattutto sulle rinnovabili, secondo gli ambiziosi obiettivi recentemente delineati dal Piano d'Azione Federale e dall'Energiekonzept.

E' ovvio che per raggiungere il target del 60% di energia rinnovabile entro il 2050, dovranno essere messe in campo ulteriori misure al fine di ottimizzare la produzione e diminuire ulteriormente i costi. In questo senso, le sfide principali concerneranno l'implementazione delle fonti energetiche rinnovabili che hanno i più ampi margini di espansione, come le biomasse e l'eolico, soprattutto off-shore e il miglioramento delle reti elettriche, sia dal punto di vista qualitativo che da quello quantitativo.

Lo sviluppo delle reti si rende tanto più necessario in vista dell'auspicabile aumento di produzione di energia eolica (on-shore e off-shore), dal momento che l'energia prodotta da questi impianti (collocati principalmente nel Mar Baltico, nel Mare del Nord o, comunque, nelle regioni settentrionali) dovrà essere convogliata soprattutto verso le principali industrie del Paese che hanno sede, in gran parte, nei Länder meridionali e occidentali. Posto il sicuro impatto ambientale delle future infrastrutture, in linea con una prassi di comunicazione ambientale ormai consolidata, il Governo tedesco lancerà nei prossimi mesi una campagna informativa con l'obiettivo di presentare ai cittadini la necessità di aggiornare la rete per incrementare la produzione di energia rinnovabile.

⁴²³ Pag. 118 e ss.

CAPITOLO III - LA DANIMARCA: VERSO UN SISTEMA ENERGETICO SENZA COMBUSTIBILI FOSSILI

A. INTRODUZIONE

La Danimarca, come la vicina Germania, è un Paese che tiene in enorme considerazione il tema delle energie rinnovabili. L'industria "verde" (ed, in particolare, quella eolica) è in forte espansione tanto da generare grande ottimismo sulla possibilità che la nazione riesca a divenire uno dei pochi Stati a raggiungere il 100% di energia da fonti rinnovabili nei prossimi decenni. Così si legge nel rapporto presentato dalla Commissione sul Clima, istituita dal Governo Danese⁴²⁴, secondo cui la Danimarca potrà diventare totalmente indipendente dalla fonti fossili entro il 2050, riducendo dell'80-95% le proprie emissioni di gas serra. Fattore determinante per il raggiungimento di questi target sarà la discesa dei costi per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili, che, abbinata alla tendenza alla crescita dei prezzi delle fonti fossili, potrebbe rendere sorprendentemente limitato il costo della conversione dell'attuale modello produttivo ad uno scenario di sostenibilità energetica. L'indipendenza dal petrolio entro metà secolo sarà, a giudizio del rapporto, possibile a un costo netto di appena 2,95 miliardi di dollari, investendo una somma equivalente allo 0,5% del Pil annuale danese nelle fonti rinnovabili.

Un grande contributo potrà giungere dall'eolico (in gran parte con la realizzazione di nuovi impianti offshore e l'aggiornamento delle reti elettriche secondo una logica di *smart grid*) che tra 40 anni, secondo il rapporto, potrà fornire fino a 18,5 GW. Per quanto riguarda in generale la produzione energetica, la Commissione sottolinea l'importanza delle biomasse e il supporto che altre fonti rinnovabili (come il solare, il geotermico e la tecnologia delle pompe di calore) potranno dare alle reti di teleriscaldamento.

E' evidente che per raggiungere simili traguardi bisogna fondarsi su un'ottima posizione di partenza, costruita con anni di politiche di sostegno alle rinnovabili. Senza dubbio, rispetto alla Germania, l'evoluzione del supporto alle energie alternative è stata meno lineare con significativi cambi di rotta nella scelta dei meccanismi incentivanti. Tuttavia, il sostanziale accordo tra le diverse forze politiche nel considerare le rinnovabili al centro delle strategie energetiche del

⁴²⁴ KLIMAKOMMISSIONEN, *Green energy – the road to a Danish energy system without fossil fuels*, Report, settembre 2010.

Paese e l'elevata consapevolezza dell'opinione pubblica sul tema dello sviluppo sostenibile hanno contribuito al raggiungimento di risultati assolutamente significativi.

Uno sguardo ai dati attuali di produzione di energia rinnovabile in Danimarca può in questo senso fornire elementi utili all'analisi⁴²⁵. Anzitutto, occorre sottolineare che tra il 1990 e il 2009 si è verificato un aumento di produzione pari al 155% fino ad arrivare a 121,6 PJ⁴²⁶. In particolare, l'apporto dell'energia eolica raggiunge i 24,2 PJ⁴²⁷ (in calo del 3,0%, a causa delle condizioni di vento scarso del 2009), mentre l'energia da biomassa è pari a 82,5 PJ. Nel 2009 il consumo totale di energia rinnovabili, comprensivo delle importazioni, è stato pari a 142,0 PJ. Poste le ridotte dimensioni della Danimarca, probabilmente, i dati maggiormente interessanti, ai fini di un confronto comparativo, sono quelli relativi al consumo finale lordo di energia, che, nel 2009, è stato coperto per il 17,6% dalle fonti rinnovabili⁴²⁸. Per il solo settore elettrico si raggiunge addirittura il 28,7%.

Certo, questi risultati e i traguardi prefissati impongono scelte difficili, soprattutto dal punto di vista dei consumatori (la bolletta energetica in Danimarca è tra le più alte d'Europa) ed, in generale, del debito pubblico. Di contro, oltre agli indubbi benefici dal punto di vista della sostenibilità ambientale e della sicurezza dell'approvvigionamento energetico, la scelta "verde" sta avendo un risvolto assolutamente positivo dal punto di vista occupazionale: ad oggi, sono circa 28.000 i posti di lavoro creati dall'industria rinnovabile.

B. LO SVILUPPO DELLA STRATEGIA DANESE SULLE RINNOVABILI

1. LE ENERGIE RINNOVABILI NELLA PIANIFICAZIONE ENERGETICA NAZIONALE E I PRIMI PROGETTI PILOTA FINANZIATI DAL GOVERNO DANESE

Come in molti altri Paesi, la crisi energetica del 1970 e il conseguente vertiginoso aumento del prezzo del greggio hanno imposto alla Danimarca di

⁴²⁵ La fonte dei dati è *Energistatistik 2009* pubblicato dall'Agenzia Danese per l'energia nel novembre 2010.

⁴²⁶ 1 PJ equivale a 277 777 777.78 kWh.

⁴²⁷ Secondo i dati pubblicati dall'EWEA (European Wind Energy Association) nel 2009, la Danimarca sarebbe il Paese dell'Unione Europea con il maggiore potenziale eolico. Questo valore si riferisce alla capacità di produrre energia da fonte eolica per Km², dando quindi, un'esatta immagine dell'uso effettivo di questo tipo di energia. Non ci si riferisce, quindi, alla potenza eolica installata di ogni Stato membro, ma alla effettiva distribuzione di questa tecnologia in rapporto alla estensione di ogni singolo Paese. Dai dati emerge come la media europea si attesti su un valore di 14 MW di potenza installata ogni 1.000 km²; a livello nazionale il primo posto è occupato dalla Danimarca con una densità di 73,8 MW installati seguita a ruota dalla Germania (67), mentre l'Italia è solo nona con 12,4 MW, al di sotto della media europea.

⁴²⁸ Nel 1990 questa cifra era pari al 6,3%.

studiare soluzioni alternative al fine di garantire la sicurezza energetica in una logica di autosufficienza e di sostenibilità ambientale⁴²⁹.

Dal momento che all'epoca non si conoscono ancora i giacimenti petroliferi al largo delle coste danesi, le opzioni sul tappeto sono comunque assai limitate: da una parte il ricorso alla tecnologia nucleare –avversata, però, dalla maggior parte dei cittadini-, dall'altra un percorso diverso e più innovativo facente perno sulle energie rinnovabili.

Inutile dire che la scelta, assolutamente lungimirante, ricade sulla seconda strategia. Pertanto, la Danimarca è uno dei pochissimi Paesi al mondo ad aver attivamente supportato lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili sin dagli anni settanta tramite l'approvazione di piani energetici nazionali. Tali strumenti di pianificazione vengono alla luce attraverso il coinvolgimento dei principali attori sociali coinvolti ed, in particolare, delle associazioni di settore⁴³⁰. In particolare, il ruolo del settore eolico è stato sostenuto da un'opinione pubblica coesa e organizzata in nuove ONG, come l'Organizzazione contro l'energia nucleare (OOA⁴³¹) e l'Organizzazione per l'energia rinnovabile (OVE⁴³²). Anche la WTOA⁴³³, l'associazione che raggruppa i piccoli produttori di impianti eolici ha svolto un ruolo molto significativo nella predisposizione delle linee guida della politica energetica.

Il primo Piano Energetico Nazionale⁴³⁴, datato 1976, si incentra sulla sicurezza dell'approvvigionamento. Gli investimenti sulle fonti rinnovabili occupano una posizione ancora marginale⁴³⁵ rispetto all'implementazione del gas naturale e, in modo meno deciso, all'introduzione del nucleare⁴³⁶. Inoltre, i comuni sono stati obbligati a promuovere piani per l'uso efficiente dell'energia, soprattutto in relazione al riscaldamento degli edifici ed allo sviluppo della cogenerazione e del teleriscaldamento.

⁴²⁹ J. LIPP, *Lessons for effective renewable Energy policies from Denmark, Germany and United Kingdom*, Energy Policy 35 (2007), Elsevier, pag. 5481 e ss.

⁴³⁰ F. HVELPLUND, *Denmark* in D. REICHE, *Handbook of Renewable Energies in the European Union: Case Studies of the EU-15*, Peter Lang Verlag, 2005, pag. 83 e ss.

⁴³¹ L'OOA (*Organisationen til Oplysning om Atomkraft*) è stata fondata nel 1974 per raccogliere il dissenso dei cittadini rispetto alla costruzione di centrali nucleari in Danimarca.

⁴³² L'OVE (*Organisationen for Vedvarende Energi*), attiva dal 1975 con dodici uffici sul territorio danese, promuove sinergie, progetti di studio e campagne di informazione sulle energie rinnovabili.

⁴³³ La WTOA (*Danmarks Vindmølleforening*) dal 1978 svolge un'attività di lobbying nel settore dell'energia eolica.

⁴³⁴ *Dansk Energipolitik 1976*.

⁴³⁵ Tuttavia il Piano incoraggia l'adozione di strumenti di supporto per la tecnologia solare.

⁴³⁶ *Energiplan 81*.

Il secondo Piano Energetico, approvato nel 1981, ha spostato l'attenzione sul problema della sostenibilità economica dell'importazione di energia⁴³⁷, delineando per il futuro un'implementazione dell'energia da biomasse, dell'energia eolica e della cogenerazione⁴³⁸.

Tre anni dopo l'approvazione del secondo Piano Energetico, il Parlamento, nella seduta del 29 marzo 1984, vota una risoluzione secondo la quale, nella futura pianificazione energetica, il nucleare non deve essere contemplato. Grande spazio dunque alle rinnovabili, che, di fatto, costituiscono il nucleo centrale del terzo Piano Energetico⁴³⁹ del 1990⁴⁴⁰. Questo piano, approvato poco dopo la Conferenza di Toronto nel 1988, ha tra le sue priorità la sostenibilità ambientale, che si va ad aggiungere agli obiettivi di sicurezza dell'approvvigionamento e di sostenibilità economica, già contemplati nei precedenti piani.

Il terzo Piano Energetico fissa anche degli obiettivi specifici sull'eolico (1.500 MW da raggiungere entro il 2005) e sulle biomasse⁴⁴¹, aumentando la quota "rinnovabile" nel mix energetico nazionale fino al 14% entro il 2005 e al 35% entro il 2030.

Da ultimo, il quarto Piano Energetico Nazionale⁴⁴² si connota per una forte continuità con il precedente, soprattutto per quanto riguarda le priorità date allo sviluppo tecnologico delle fonti energetiche alternative e l'espansione della produzione di energia elettrica danese sulla base di fonti di energia rinnovabili. Viene confermato il ruolo primario dell'energia eolica, la cui potenza installata dovrà essere pari a 1.500 MW nel 2005 e 5.500 MW (di cui 4.000 MW di eolico off-shore) nel 2030, che coprono il 10% e fino al 50% del consumo di elettricità in Danimarca. Infine, il Piano dedica un'attenzione specifica al solare termico e al solare fotovoltaico che, compatibilmente con i progressi tecnici, dovranno essere impiegati in modo massiccio per il riscaldamento e la produzione di elettricità negli edifici pubblici.

Parallelamente al progressivo emergere delle rinnovabili come elemento fondamentale della pianificazione energetica nazionale, il Governo Danese dà avvio ad una serie di programmi pilota per il sostegno di queste fonti di energia.

⁴³⁷ Nel 1980 il 93% del fabbisogno energetico danese era coperto dalle importazioni di idrocarburi.

⁴³⁸ Nel Piano del 1981 viene, inoltre, programmata la posa di 60.000 pannelli solari da effettuarsi entro il 2000.

⁴³⁹ *Energi 2000 (1990)*.

⁴⁴⁰ Nella Conferenza di Toronto del 1988 vengono presi impegni per la riduzione delle emissioni di anidride carbonica e per il miglioramento dell'efficienza energetica. In tale occasione viene, inoltre, costituito l'IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) per il monitoraggio del clima, dell'impatto economico, sociale e ambientale dei cambiamenti climatici, e per la definizione di possibili strategie.

⁴⁴¹ O. ODGAARD, *Renewable Energy in Denmark*, Danish Energy Agency, 2000, pag. 2

⁴⁴² *Energi 21 (1996)*.

Nel 1982, viene istituita una specifica Commissione Governativa per la promozione di alcune fonti energetiche alternative tra cui l'eolico e il solare e l'energia da biomassa, con uno stanziamento economico abbastanza rilevante. In base a questi fondi, la Danimarca è stata in grado di dare il via ad importanti progetti dimostrativi, soprattutto nel campo dell'eolico off-shore, con la costruzione a partire dalla fine degli anni ottanta dei primi parchi eolici al mondo di rilevanti dimensioni. L'azione della Commissione è stata di supporto anche per lo sviluppo di sistemi a biogas, alimentati da concime animale, e per la diffusione sul territorio danese di collettori solari, destinati soprattutto all'autoproduzione domestica.

Un illuminante esempio è, in questo senso, rappresentato dal progetto dimostrativo realizzato nell'isola di Bornholm nel periodo 1984-1985. L'obiettivo (dichiarato e sostanzialmente centrato), è quello di giungere ad un elevato grado di autonomia energetica per l'isola, che, assai distante dal resto del territorio danese, può però sfruttare un cospicuo patrimonio di fonti rinnovabili locali tra cui il vento e, soprattutto, le biomasse agricole e forestali⁴⁴³.

Grande rilevanza è, inoltre, assegnata dalla Commissione alle penetrazione delle fonti rinnovabili nel mercato; a tal fine vengono programmate significative campagne informative ed istituiti numerosi uffici locali destinati alla promozione delle energie verdi.

Dopo aver finanziato progetti per più di 30 milioni di Euro, la Commissione ha interrotto i suoi lavori nel 1991, quando è stato avviato un complessivo progetto di ridefinizione delle competenze delle varie commissioni governative operanti in campo energetico.

Nel contesto nazionale danese, un altro elemento favorevole allo sviluppo delle energie rinnovabili e, specificatamente dell'eolico, è stata la pubblicazione nel 1981 di un atlante del vento per la Danimarca, in base al lavoro pionieristico di E. L. Petersen e dei collaboratori del Laboratorio Nazionale Risø - DTU⁴⁴⁴. Le procedure di calcolo descritte nell'atlante hanno permesso di stimare in modo

⁴⁴³ Per maggiori informazioni sui progetti realizzati nell'Isola di Bornholm: J. ØSTERGAARD, J. E. NIELSEN, *The Bornholm power system. An overview*, Centre for Electrical Technology, Technical University of Denmark, 2010; J. R. PILLAI, K. HEUSSEN, *Bornholm as a Model for 100% Renewable Energy Scenarios in Denmark*, Proc. Nordic Wind Power Conference (NWPC'09), Bornholm, 9-10 September 2009.

⁴⁴⁴ Risø è il laboratorio nazionale per l'energia rinnovabile, costituito presso l'Università Tecnica di Danimarca – DTU. Risø contribuisce, grazie ai suoi progetti, alla ricerca nel campo delle tecnologie energetiche sostenibili.

accurato la distribuzione del vento sul territorio nazionale e, di conseguenza, di definire quali siano i siti più idonei alla collocazione dei nuovi impianti⁴⁴⁵.

Infine, un ulteriore incentivo alla crescita delle energie alternative è stata l'introduzione, fin dagli anni settanta delle cosiddette "tasse ambientali", che sono pagate proporzionalmente al consumo di energia e all'emissione di anidride carbonica e di anidride solforosa⁴⁴⁶. Queste imposizioni fiscali, più volte rimodulate (al rialzo), hanno indotto le imprese e i cittadini a prestare una maggiore attenzione verso l'uso efficiente di energia e, anche, ad adottare sistemi di produzione che consentano di ottenere un sensibile sconto sugli importi da pagare⁴⁴⁷.

2. LE PRIME FORME DI SUPPORTO FINANZIARIO ALLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

Già sul finire degli anni settanta, la Danimarca ha promosso interventi legislativi e regolamentari di supporto alle fonti energetiche alternative. La prima importante legge di sostegno alle rinnovabili risale al 1981⁴⁴⁸.

La legge fissa le condizioni specifiche per ottenere le agevolazioni ed, inoltre, concede specifiche sovvenzioni per impianti dimostrativi, borse di studio, progetti di sviluppo tecnologico ed attività d'analisi e di informazione.

La misura incentivante più rilevante consiste in una sorta di rimborso per i privati cittadini che abbiano installato impianti eolici. In particolare, viene restituito il 30% di quanto corrisposto per l'acquisto di una turbina. Il contributo può essere erogato soltanto a favore di impianti collaudati e certificati dal Laboratorio Nazionale Risø. Questo contributo percentuale viene, nel tempo, progressivamente ridotto - fino ad arrivare al 10% - in relazione ai miglioramenti di rendimento ed alla riduzione dei costi degli impianti eolici.

Nel 1989 questo sistema incentivante viene definitivamente accantonato dopo aver contribuito all'installazione di circa 300 MW di energia eolica nominale a fronte di un investimento pari a circa 280 milioni di DKK (38 milioni di euro).

Come, in Germania⁴⁴⁹, anche in Danimarca all'inizio degli anni '90 si inizia a pensare ad una nuova modalità di implementazione delle energie rinnovabili,

⁴⁴⁵ N. I. MEYER, *Learning from Wind Energy Policy in the EU: Lessons from Denmark, Sweden and Spain*, European Environment 17 (2007), Wiley, pag. 349 e ss.

⁴⁴⁶ DANISH ENERGY AGENCY, *Green Taxes in Trade and Industry*, 2010 e DANISH ENERGY AGENCY, *Green Taxes for Trade and Industry – description and evaluation*, 2000. Entrambi i documenti sono disponibili su www.ens.dk

⁴⁴⁷ Vedi infra pag. 149 e ss.

⁴⁴⁸ Legge 2 gennaio 1981, n. 2 "Lov om statstilskud til udnyttelse af vedvarende energikilder m.v."

fondata non più sull'incentivazione degli impianti, ma piuttosto sul riconoscimento di un prezzo fisso da corrispondere al produttore per l'energia immessa nella rete; si tratta delle cosiddette feed in tariff. La logica del meccanismo, profondamente innovativa, è quella di compensare i benefici ambientali connessi alla produzione di energia "pulita".

Il sistema danese introdotto nel 1991 (Legge 944 del 1991⁴⁴⁹) è, in realtà, abbastanza rudimentale, perché, invece di imporre una tariffa fissa calcolata secondo i costi di generazione propri di ciascuna tecnologia, definisce il prezzo da corrispondere ai produttori in relazione ad una percentuale fissa (85%) dei prezzi al consumo in una data area di distribuzione.

La tariffa incentivante assegnata ai produttori di energia eolica, sul finire degli anni novanta, varia tra i 3 e i 5 €cent/kWh.⁴⁵¹ A questa cifra si vanno poi a sommare circa 3,7 €cent/kWh a titolo di rimborso parziale della tassa sull'energia e della tassa sulla CO₂ che può essere considerato come un premio per la natura ecocompatibile dell'energia eolica⁴⁵².

Sommando queste diverse componenti, il livello di remunerazione dell'energia eolica si aggira, negli anni successivi all'entrata in vigore della Legge a circa 8 centesimi di euro per kWh, che corrisponde ad un guadagno del 10-15% sull'investimento effettuato (al netto delle imposte). Tale incentivo si è rivelato sufficientemente elevato da determinare un forte incremento nella produzione di energia eolica fino a raggiungere nel 2003 una capacità installata media pari a circa 70 kW/km² con rilevanti implicazioni sul lato economico (3 miliardi di euro di fatturato) e occupazionale (21.000 posti di lavoro nel settore).

A differenza dell'eolico, il fotovoltaico riceve un supporto molto limitato nonostante i costi connessi a questa tecnologia⁴⁵³. Solo nel 1998, uno specifico piano d'azione nazionale viene dedicato all'energia solare⁴⁵⁴. Il Piano ha come obiettivo principale quello di incrementare il numero di pannelli solari (fino a 5.000) al fine di utilizzare l'energia prodotta a fini domestici ed industriali⁴⁵⁵.

Di contro, le biomasse, rappresentando un elemento centrale della strategia danese per la sostenibilità energetica, sono oggetto di numerosi interventi

⁴⁴⁹ Sugli incentivi tedeschi alle rinnovabili dei primi anni novanta: pag. 75 e ss.

⁴⁵⁰ Legge 27 dicembre 1991, n. 944 "Lov om statstilskud til udnyttelse af vedvarende energikilder m.v.".

⁴⁵¹ Articoli 2 e 3 della Legge 944 del 1991.

⁴⁵² N. I. MEYER, *Renewable energy policy in Denmark*, Energy for Sustainable Development, 8 (2004), Elsevier, pag. 25 e ss.

⁴⁵³ E. M. BASSE, *Regulatory approaches related to renewable Energy technologies in the EU and Denmark with solar energy technologies as examples*, Environmental Liability, Lawtext, pag. 180 e ss.

⁴⁵⁴ "Solar Energy action plan 1998-2000".

⁴⁵⁵ Il Piano non viene però accompagnato da specifiche forme di incentivazione che tengano conto delle oggettive difficoltà di implementazione degli impianti alimentati da fonte solare.

normativi e, soprattutto, del fondamentale “Accordo sulle Biomasse”⁴⁵⁶ del 1993. In tale sede, il Governo ha fissato l'obiettivo di incrementare l'uso della biomassa da 50 a 75 PJ entro il 2000 e di installare tre grandi centrali a biomassa prima del 2003.

Dal punto di vista degli incentivi, la *feed-in tariff* in vigore per le biomasse si fonda su presupposti lievemente diversi rispetto a quella prevista per il settore eolico. In effetti, la tariffa viene calcolata sulla base del principio dei costi evitati, a seconda del momento specifico in cui l'elettricità è immessa in rete. Di conseguenza, le tariffe hanno livelli variabili tra i 2 e i 13 ¢cent/kWh, con una media pari a 4,3 ¢cent/kWh⁴⁵⁷. Accanto agli aspetti tariffari, la Legge 3 del 1992⁴⁵⁸, nel promuovere la conversione degli impianti alimentati da carbone e da altre fonti fossili in impianti a bioenergia, propone una serie di contributi per l'ammodernamento delle infrastrutture, che consentono un ritorno pari a circa il 50% dell'investimento⁴⁵⁹.

3. LA RIFORMA DEL 1999. VERSO L'INSTAURAZIONE DI UN QUOTA SYSTEM?

Nel 1999 il sistema di *feed-in tariff* danese viene sostituito da un modello che si fonda su una libera contrattazione dei titoli (certificati verdi) assegnati ai produttori di energia rinnovabile in relazione alla quantità generata dagli impianti (ovvero il cosiddetto *quota system*). Le ragioni di questa scelta sono svariate: anzitutto, secondo alcuni critici⁴⁶⁰, un sistema a tariffe fisse, contrariamente al meccanismo dei certificati verdi, non risponde in alcun modo ad una logica di mercato; in secondo luogo, il sistema danese, nella determinazione delle tariffe, non prevede una diminuzione del valore del prezzo incentivante in relazione al miglioramento tecnologico; da ultimo, l'erronea considerazione che le tariffe fisse siano incompatibili con il diritto comunitario ed, in particolare, con le regole concernenti gli aiuti di stato⁴⁶¹.

⁴⁵⁶ “The Danish Biomass Agreement” del 14 giugno 2003.

⁴⁵⁷ Legge 3 gennaio 1992, n. 2 “Lov om statstilskud til energibesparelser i erhvervsvirksomheder”.

⁴⁵⁸ Legge 3 gennaio 1992, n.3 “Lov om statstilskud til fremme af decentral kraftvarme og udnyttelse af biobrændsler”.

⁴⁵⁹ N. HEDING, *Renewable energy - the Danish case pictured by policy, biomass and wind*, Conference paper VTT Symposium 2000 No. 208, pag. 31 e ss.

⁴⁶⁰ Sul punto si veda F. HVELPLUND, *Renewable energy governance systems. Report from Institute for Development and Planning*, Aalborg University, 2001.

⁴⁶¹ Infatti, nella sentenza (13 marzo 2001) relativa alla C-379/98 (PreussenElektra AG contro Schleswig AG, con l'intervento di: Windpark Reußenköge III GmbH e Land Schleswig-Holstein) la Corte di Giustizia non ritiene che le tariffe fisse previste dalla legge tedesca sulle rinnovabili (StrEG) costituiscano aiuto di stato. Sul punto si veda pag. 81.

La modifica del sistema di incentivazione è solo uno dei provvedimenti legislativi assunti nell'ambito di una complessa riforma del settore energetico, delineata dall'accordo concluso il 3 marzo 1999⁴⁶² dalla maggior parte dei partiti presenti nel *Folketing* (parlamento danese).

Questa intesa mira, anzitutto, a tracciare norme che siano funzionali a garantire la sostenibilità ambientale e la sicurezza dell'approvvigionamento energetico nell'ambito di un mercato dell'elettricità liberalizzato. All'accordo viene successivamente data attuazione con una serie di provvedimenti legislativi, ovvero la Legge 375 del 1999 (Legge sulla fornitura di energia)⁴⁶³, la Legge 376 del 2009 (Legge sulla quota di anidride carbonica per la produzione di energia)⁴⁶⁴, la Legge 377 del 2009 (Legge di riforma dei sussidi previsti per le rinnovabili)⁴⁶⁵, la Legge 378 del 2009 (Legge modificante una serie di disposizioni di sostegno delle fonti energetiche rinnovabili)⁴⁶⁶ e la Legge 379 del 1999 (Legge che istituisce un'Autorità di controllo per il settore elettrico)⁴⁶⁷.

Tra i provvedimenti appena citati la Legge 375 del 1999 è, senza dubbio, quello di carattere più generale dal momento che, con i suoi centosei articoli, detta una nuova disciplina del sistema energetico nazionale, andando pesantemente ad incidere anche sulle energie rinnovabili.

In particolare, l'articolo 55 definisce quali siano le fonti considerate "rinnovabili" e, pertanto, eligibili ai meccanismi incentivanti⁴⁶⁸, mentre l'articolo 56 obbliga i gestori ad aggiornare la rete in modo da consentire le connessioni evitando, nel contempo, che si verifichino dei sovraccarichi. A questo fine, sono previsti dei sistemi di bilanciamento, particolarmente utili soprattutto in relazione ad impianti connotati da una potenza variabile (come, ad esempio, i parchi eolici). Gli articoli 57 e 58 della legge introducono la priorità di connessione alla rete e dettagliano l'obbligo di acquisto dell'energia verde a carico del gestore di zona.

E', invece, il fondamentale articolo 60 a regolare il nuovo sistema di incentivazione delle rinnovabili. Il *quota system* introdotto prevede che vengano

⁴⁶² "Electricity reform agreement" del 3 marzo 1999.

⁴⁶³ Legge 2 giugno 1999, n. 375 "Lov om elforsyning".

⁴⁶⁴ Legge 2 giugno 1999, n. 376 "Lov om CO2-kvoter for elproduktion". La legge introduce un tetto per le emissioni annue di anidride carbonica da parte delle utility danesi operanti nel settore dell'energia. Per il 2001 la quota è di 22 milioni di tonnellate, mentre per il 2003 è di 20 milioni di tonnellate.

⁴⁶⁵ Legge 2 giugno 1999, n. 377 "Lov om ændring af lov om tilskud til elproduktion".

⁴⁶⁶ Legge 2 giugno 1999, n. 378 "Lov om ændring af lov om udnyttelse af vedvarende energikilder m.v.".

⁴⁶⁷ Legge 2 giugno 1999, n. 379 "Lov om ændring af lov om varmeforsyning". L'Autorità di Sorveglianza è un comitato autonomo di sette membri, operanti nel campo dell'energia, dell'ambiente, dell'economia e del diritto. I componenti sono nominati per 4 anni e non rappresentano alcuna gruppi di interesse.

⁴⁶⁸ Da sottolineare l'esclusione dei rifiuti e del idroelettrico con capacità superiore ai 10 MW dal novero delle energie rinnovabili. Per le biomasse sono dettate disposizioni specifiche; in particolare, si richiede la conformità alle caratteristiche tecniche definite nell'Ordine Esecutivo 23 Ottobre 1997, n. 798.

assegnati dei “certificati” in relazione alla quantità di energia prodotta da fonti rinnovabili. Tali titoli sono negoziabili secondo uno schema da delinearsi da parte del Ministero per l’ambiente e l’energia⁴⁶⁹. L’obbligo di acquisto dei certificati incombe su tutti i consumatori di energia, in proporzione alla quantità utilizzata⁴⁷⁰. Quanto al prezzo dei certificati verdi, esso deve essere compreso tra 1,3 €cents/kWh e 3,6 €cents/kWh⁴⁷¹.

La riforma degli incentivi alle rinnovabili appena descritta è stata aspramente criticata da molte associazioni di settore ed ha incontrato molti ostacoli, sia di natura politica che di natura economica⁴⁷², alla sua implementazione.

Tre, in particolare, gli aspetti più controversi. Il primo è la mancata differenziazione dei meccanismi incentivanti a seconda del “grado di maturità” delle fonti rinnovabili; è, infatti evidente che un sistema di mercato non permette l’affermazione di tecnologie che, allo stato dell’arte, presentano dei costi maggiori per la loro implementazione⁴⁷³ (è questo il caso dell’energia solare). Meglio sarebbe, dunque, riservare il sistema dei certificati verdi solo per le fonti rinnovabili più competitive (come l’eolico), prevedendo per le altre una *feed-in tariff*⁴⁷⁴. Il secondo elemento di criticità (comune, peraltro, a tutti i *quota system*) riguarda la sostanziale incertezza del prezzo dei certificati che si andrà a determinare sul mercato. In sostanza, quando si verifica una carenza di energia elettrica prodotta sulla base di fonti energetiche rinnovabili, il prezzo dei certificati verdi diviene molto elevato, mentre il prezzo scende a un valore molto basso quando vi è un surplus produttivo; l’incertezza sul prezzo formazione aumenta i rischi per gli operatori e riduce investimenti in tecnologie rinnovabili. Da ultimo, i costi relativi all’avviamento del mercato dei certificati verdi non si conciliano con un mercato energetico relativamente limitato come quello danese⁴⁷⁵.

⁴⁶⁹ Vale la pena di far presente che il Ministero dell’Ambiente e dell’Energia è stato scorporato in due distinti Ministeri nel novembre del 2007.

⁴⁷⁰ Secondo le intenzioni del legislatore la quota d’obbligo avrebbe dovuto essere progressivamente aumentata in base a delle scadenze definite con atto del Ministero.

⁴⁷¹ P. AGNOLUCCI, *Wind electricity in Denmark: A survey of policies, their effectiveness and factors motivating their introduction*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 11 (2007), Elsevier, pag. 951 e ss.

⁴⁷² E. S. AMUNDSEN, J. B. MORTENSEN, *The Danish Green Certificate System: some simple analytical results*, Energy Economics 23 (2001), Elsevier, pag. 489 e ss.

⁴⁷³ N.I. MEYER, A.L. KOEFOED, *Danish energy reform: policy implications for renewable*, Energy Policy 31 (2003), Elsevier, pag. 597 e ss.

⁴⁷⁴ Così, ad esempio, avviene in Italia dove sono previsti sistemi differenziati per il fotovoltaico (Conto Energia) e le altre fonti rinnovabili (certificati verdi).

⁴⁷⁵ M. MENDONÇA, S. LACEY, F. HVELPLUND, *Stability, participation and transparency in renewable energy policy: Lessons from Denmark and the United States*, Policy and Society 27 (2009), Elsevier, pag. 379 e ss.

4. IL REGIME TRANSITORIO (1999-2008) DI SOSTEGNO ALLE FONTI RINNOVABILI

L'accordo del 1999 e le leggi di attuazione sopracitate⁴⁷⁶, al fine di garantire un passaggio non problematico dal sistema di tariffe fisse a quello di mercato, hanno previsto una disciplina transitoria valida per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Le regole, la cui definizione spetta al Ministro dopo aver sentito la competente commissione parlamentare, determinano il valore massimo del contributo riconoscibile ai proprietari degli impianti in relazione alla fonte energetica rinnovabile utilizzata.

Nei fatti, a causa delle problematiche appena accennate, il mercato dei certificati verdi, dopo vari rinvii, non è mai entrato in funzione; pertanto, il regime transitorio, invece di costituire una normativa "ponte", ha finito per essere, per circa un decennio, la normativa di riferimento per l'incentivazione delle energie alternative⁴⁷⁷.

Inutile dire che questa incertezza ha, almeno inizialmente, scoraggiato gli investitori con un conseguente sensibile calo della potenza energetica installata. Ad esempio, l'eolico on-shore ha subito un tracollo tra il 2000 e il 2001 passando da 600 MW a 100 MW.

Il sistema "provvisorio" di incentivi, piuttosto complesso e più volte modificato⁴⁷⁸, è differenziato per tecnologia incentivata (eolico on-shore, eolico off-shore, biogas e altre fonti rinnovabili) e per entrata in funzione degli impianti.

Per quanto riguarda l'energia eolica on-shore, si distingue tra impianti connessi alla rete prima dell'entrata in vigore della riforma di liberalizzazione del mercato dell'elettricità (1° gennaio 2000), impianti collegati tra il 1° gennaio 2000 e il 31 dicembre 2002 e impianti connessi successivamente a questa data⁴⁷⁹.

Per gli impianti più risalenti viene garantita per dieci anni una *feed in tariff* pari a 8,05 €cents/kWh, di cui una parte (2,3 €cents/kWh) è limitata ad un numero

⁴⁷⁶ Si vedano, in particolare, l'articolo 50 dell'Elettricity Supply Bill (Legge 375 del 1999 emnamenti) e le Leggi 377 e 378 del 1999.

⁴⁷⁷ V. LAUBER, *The different concepts of promoting RES-electricity and their political career*, in F. BIERMANN, R. BROHM, K. DINGWERTH, *Proceedings of the 2001 Berlin conference on the human dimensions of global environmental change 'Global environmental change and the nation state'*, Potsdam institute for climate impact research, 2002, pag. 296 e ss.

⁴⁷⁸ Questo soprattutto a causa dei numerosi atti normativi e regolamentari che si sono susseguiti per consentire il funzionamento del sistema. Per una panoramica, si veda: <http://www.lexadin.nl/wlg/legis/nofr/eur/lxweden.htm> e http://www.ens.dk/en-US/Info/Legislation/Energy_Supply/Sider/Forside.aspx. In questo paragrafo, comunque, ci si riferirà alle tariffe definite dalla Legge 20 Aprile 2005, n. 286 (*Bekendtgørelse af lov om elforsyning*). Questo atto, sostanzialmente, riorganizza e modifica le norme contenute nelle Leggi che compongono la riforma del mercato elettrico del 1999.

⁴⁷⁹ Articoli 56, 56a, 56b, 56c e 56d della Legge 286 del 2005.

massimo di ore di “pieno carico”⁴⁸⁰, che è differenziato sulla base della taglia degli impianti⁴⁸¹.

Le turbine eoliche collegate alla rete tra il 2000 e il 2002 sono, invece, coperte da una tariffa più bassa (5,8 €cents/kWh) fino a una produzione limite di 22.000 ore a pieno carico. Raggiunta questa soglia, il proprietario riceve un incentivo di 1,6 €cents/kWh rispetto al prezzo di mercato (comprensivo di 0,3 €cents/kWh a titolo di compensazione per i costi di bilanciamento), valido finché non siano decorsi venti anni dalla costruzione dell'impianto.

Per i nuovi impianti eolici on-shore (ovvero quelli connessi alla rete dopo il 1° gennaio 2003) non è prevista una *feed-in tariff*, ma un “premio” di 1,6 € cents/kWh sul prezzo di mercato, concesso per un periodo di venti anni. La somma tra il prezzo di mercato e la componente incentivante non può, comunque, essere superiore a 4,8 €cents/kWh. Questo limite non è però applicabile agli impianti collegati dopo il 1° gennaio 2005⁴⁸².

Opportunamente, il legislatore danese ha introdotto un bonus specifico legato al *repowering*, ovvero alla sostituzione delle turbine tecnologicamente obsolete; in effetti, in assenza di una maggiorazione del prezzo corrisposto, i titolari di impianti vecchi e poco efficienti non avrebbero alcuna convenienza a dismetterli e a costruirne di nuovi, posto che il nuovo regime tariffario è meno vantaggioso del precedente⁴⁸³. Non solo, il *repowering* consente di costruire nuovi e più efficienti impianti in una zona già occupata in precedenza da installazioni eoliche, determinando una maggiore produzione di energia senza incidere su altre aree del territorio nazionale. In particolare, per la sostituzione, effettuata tra il 1° aprile 2001 e il 31 dicembre 2003, di turbine di capacità fino a 150 kW, viene conferito un incentivo di 2,3 €cents/kWh fino al raggiungimento di 12.000 ore di pieno carico. Grazie a questo bonus sono stati sostituiti 1.480 impianti di potenza complessiva pari a 122 MW con 272 nuove turbine con una capacità totale di 324 MW⁴⁸⁴.

L'incentivo si è rivelato più efficace per gli impianti di taglia molto ridotta (con una capacità compresa tra i 55 e i 95kW) dei quali circa l'80% è stato

⁴⁸⁰ Un'ora di pieno carico corrisponde al massimo di produzione oraria per un dato impianto. Così una turbina eolica con una capacità di 600 kWh, in ottime condizioni di vento, produce “a pieno carico” (e dunque 600 kWh).

⁴⁸¹ La Legge 286 del 2005 distingue tra impianti “piccoli” (fino a 200 kW di capacità), medi (201-599kW) e grandi (oltre 600 kW).

⁴⁸² J. MUNKSGAARD, P.E. MORTHORST, *Wind power in the Danish liberalised power market—Policy measures, price impact and investor incentives*, Energy Policy 36 (2008), Elsevier pag. 3940 e ss.

⁴⁸³ J. A. LESSER, X. SU, *Design of an economically efficient feed-in tariff structure for renewable energy development*, Energy Policy 36 (2008), Elsevier, pag. 981 e ss.

⁴⁸⁴ Fonte: Danish Wind Turbine Owners Association (www.dkvind.dk).

sostituito con impianti più potenti; al contrario, solo il 25% delle turbine aventi capacità pari a 125 kW è stato dismesso.

Un secondo programma di *repowering*, attivo per il periodo 2005-2009, concerne, invece, la sostituzione di impianti esistenti con una capacità fino a 450kW. In questo caso, è conferito un premio di 1,7 €cents/kWh per un massimo di 12.000 ore a pieno carico, ma, nel contempo, viene stabilito che la sommatoria tra prezzo di mercato e incentivo non può superare i 6,4 €cents/kWh. A differenza del precedente, il secondo programma di *repowering* non ha determinato risultati apprezzabili per diverse ragioni: la prima è proprio la determinazione di un tetto massimo per il compenso complessivo; in secondo luogo, si è rivelato molto difficile individuare siti idonei per l'installazione dei nuovi e più potenti impianti.

Gli impianti eolici off-shore sono, generalmente, soggetti ad un meccanismo incentivante più favorevole rispetto a quello previsto per gli impianti on-shore⁴⁸⁵. In particolare, per gli impianti entrati in funzione tra il 2000 e il 2004 viene applicata una *feed-in tariff* di 6,1 €cents/kWh fino a un limite di 42.000 ore a pieno carico. Per l'energia prodotta in eccedenza si applica un premio pari a 1,6 €cents/kWh, applicato sul prezzo di mercato fino a quando la centrale eolica raggiunga i venti anni di funzionamento.

Un discorso diverso va fatto per i due enormi parchi eolici off-shore (*Horns Rev II*⁴⁸⁶ e *Nysted/Rødsand II*⁴⁸⁷) che il governo danese ha deciso di costruire in prossimità di impianti già esistenti. Per questi impianti è stata prevista una specifica gara di appalto: le aziende interessate alla costruzione avrebbero dovuto sottoporre al governo un'offerta contenente: le specifiche tecniche del progetto, le tempistiche della costruzione e della messa in esercizio e il prezzo in base al quale l'energia prodotta sarebbe stata rivenduta⁴⁸⁸.

L'esito della gara (rivelatasi in realtà senza storia per la formazione di un cartello tra le principali utility energetiche danesi) ha determinato un sistema tariffario piuttosto complesso e strutturato in fasi; ad un'iniziale *feed in tariff* (7,0 €cents/kWh per *Horns Rev II* e 6,7 €cents/kWh per *Nysted/Rødsand II*⁴⁸⁹), garantita fino al raggiungimento di 50.000 ore a pieno carico⁴⁹⁰, fa seguito un incentivo di

⁴⁸⁵ Articolo 56 c della Legge 286 del 2005.

⁴⁸⁶ L'inaugurazione della centrale *Horns Rev II* è datata 1° settembre 2009.

⁴⁸⁷ Il parco eolico *Nysted/Rødsand II* è pienamente operativo dal 15 giugno 2010.

⁴⁸⁸ INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *Energy Policies of IEA Countries. Denmark 2006 Review*, OECD 2006, pag. 89 e ss.

⁴⁸⁹ In questo caso, il consorzio vincitore ha successivamente deciso di non costruire il parco eolico. E' stata pertanto indetta una nuova gara nel febbraio 2008 che ha determinato un prezzo di ritiro dell'energia più elevato e pari a 8,4 €cents/kWh.

⁴⁹⁰ Questa quota dovrebbe corrispondere ad un orizzonte temporale di circa 12 anni.

0,3 €cents/kWh sul prezzo di mercato applicabile fino a che i parchi raggiungano i venti anni di attività; successivamente verrà corrisposto unicamente il prezzo di mercato.

Per quanto riguarda le altre rinnovabili, l'energia elettrica prodotta da impianti a biomasse viene retribuita ad una tariffa pari a 5,5 €cents/kWh⁴⁹¹ per un periodo massimo di dieci anni. Se, invece, le biomasse sono utilizzate per gli impianti a cogenerazione la tariffa corrisposta è più elevata. In particolare, per gli impianti connessi alla rete prima del 1° gennaio 2004, la *feed-in tariff* è pari a circa 8,2 €cents/kWh per venti anni⁴⁹². Per le centrali più recenti la tariffa di 8,2 €cents/kWh si applica solo per i primi dieci anni dalla data di connessione, mentre per i successivi dieci anni l'importo è di 5,5 €cents/kWh. Le medesime tariffe previste per la cogenerazione sono applicate anche alle altre fonti energetiche rinnovabili che, allo stato, hanno scarsa incidenza nella produzione energetica nazionale, come il solare fotovoltaico e la maremotrice.

Come emerge chiaramente dai dati appena esposti, il regime “provvisorio” di tariffe incentivanti ha, con particolare riferimento all'energia eolica, determinato una sensibile riduzione dei prezzi corrisposti ai produttori da fonti rinnovabili. Da una parte bisogna considerare che una diminuzione degli incentivi si giustifica con il costante progresso tecnologico degli impianti; dall'altra l'aumento delle capacità installate avrebbe probabilmente reso non più sostenibile il previgente sistema, poste soprattutto le sue pesanti ricadute sulla bolletta elettrica pagata dai consumatori.

In ogni caso, questa rimodulazione di prezzi ha senz'altro determinato un rallentamento nei trend di crescita delle fonti rinnovabili. Così l'eolico - cresciuto, tra il 1992 e il 2000, da una capacità installata di 436 MW fino a 2.390 MW – si attesta nel 2008 a complessivi 3.163 MW⁴⁹³. Ciò è sostanzialmente dipeso dal fatto che, nella maggior parte dei casi, al pagamento di una tariffa fissa fa seguito la corresponsione del prezzo di mercato, benché incentivato da un premio; è evidente, infatti, che il prezzo di mercato dell'energia può variare di molto, esponendo i produttori a perdite nel caso in cui sia particolarmente basso.

⁴⁹¹ Articolo 57 a della Legge 286 del 2005.

⁴⁹² Gli anni scendono a 15 nel caso in cui l'impianto sia venuto in esercizio tra il 1° gennaio 2004 ed il 21 aprile 2004.

⁴⁹³ I dati sono ricavati dallo *Stamdataregister for vindmøller*, aggiornato annualmente e disponibile sul sito della Danish Energy Agency (www.ens.dk).

G. L'ATTUALE SISTEMA DI SOSTEGNO ALLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

1. L'ACCORDO SULL'ENERGIA DEL 2008. VERSO UNA REVISIONE DEL "REGIME TRANSITORIO"

Il complesso sistema di norme del sistema transitorio, introdotto in seguito alla riforma di liberalizzazione del mercato elettrico, viene profondamente innovato nel 2008 al termine di un percorso strategico più ampio e riguardante l'intero settore energetico. Prendendo atto dei limiti delle politiche energetiche in campo, il Governo Danese presenta, nel gennaio del 2007, un piano denominato "*A visionary Danish Energy policy*"⁴⁹⁴, che ha, come obiettivo principale, quello di raggiungere la sicurezza nell'approvvigionamento energetico attraverso politiche sostenibili dal punto di vista ambientale. Elemento centrale di questa nuova strategia, accanto ad un deciso impulso al risparmio energetico, è il sistematico ricorso alle fonti energetiche rinnovabili, per le quali si auspica l'introduzione di un sistema di tariffe e sussidi più efficaci di quelli in vigore⁴⁹⁵.

In particolare, il sistema deve essere riformulato in modo da ridurre i costi delle rinnovabili, sia attraverso incentivi differenziati a seconda della tecnologia utilizzata dagli impianti, sia per mezzo di un più ampio ricorso a strumenti, quali le gare d'appalto, che dovrebbero consentire, in un'ottica di concorrenza, un sostegno economicamente efficiente alle fonti energetiche alternative. Il supporto potrebbe anche passare da una serie di sgravi ed incentivi fiscali a favore dei produttori di energia rinnovabile.

Quanto alle singole fonti rinnovabili, in continuità con le politiche energetiche degli ultimi trent'anni, si punta soprattutto sulle biomasse e sull'eolico per il quale si richiede uno sforzo diretto a garantire una migliore pianificazione che consenta di sfruttare al meglio il territorio danese (e le acque circostanti). Il Governo, inoltre, intende supportare lo sviluppo di queste tecnologie, lanciando progetti dimostrativi in collaborazione con le imprese e gli istituti di ricerca, investendo una somma pari a circa 1 miliardo di DKK all'anno (ovvero 190 milioni di euro). Da ultimo, il piano si incentra anche sulla promozione della produzione "domestica" tramite soprattutto il mini eolico e le pompe di calore e sulla costruzione di *smart grid*⁴⁹⁶ che consentano di connettere alla rete anche i piccoli

⁴⁹⁴ *En visionr dansk energipolitik frem til 2025* (gennaio 2007).

⁴⁹⁵ K. A. NIELSEN, B. ELLING, E. JELSOE, *A New Agenda for Sustainability*, Ashgate 2010, pag. 146 e ss.

⁴⁹⁶ Una *smart grid* è una rete cosiddetta "intelligente" per la raccolta, gestione e distribuzione di energia elettrica. Gli eventuali surplus di energia di alcune zone vengono redistribuiti, in modo dinamico ed in tempo reale, in altre aree. Queste reti sono regolate da software di gestione e possiedono strumenti di

impianti diffusi sul territorio nazionale, tenendo conto delle specificità tecniche di ogni singola fonte rinnovabile.

L'anno successivo all'approvazione del Piano, il Governo sottoscrive un accordo⁴⁹⁷ con le principali forze di opposizione per definire più dettagliatamente le misure da intraprendere per dare attuazione agli obiettivi nazionali in materia energetica.

L'accordo, valido per il periodo 2008-2011, mira, anzitutto, ad un incremento delle fonti rinnovabili, che entro il 2011 dovrebbero coprire il 20% del consumo nazionale lordo di energia. Per fare questo è fondamentale migliorare le condizioni di sostegno, rendendo i meccanismi incentivanti più trasparenti ed efficienti attraverso l'approvazione di una nuova legge specificamente dedicata alle fonti energetiche rinnovabili. In tale sede, devono essere coordinate e raccolte le disposizioni concernenti gli incentivi, le tariffe e gli strumenti di pianificazione territoriale. L'accordo definisce anche una tempistica precisa per l'*iter legis*: la legge, da approvarsi non oltre l'autunno 2008, deve entrare in vigore entro il 1° gennaio 2009 (data che, come si vedrà nelle pagine seguenti, sarà pienamente rispettata).

Le modalità di promozione delle rinnovabili sono variabili da fonte a fonte. In via generale, si prevede un sistema di *feed-in premium*, ovvero dei bonus che si vanno ad aggiungere al prezzo di mercato dell'energia elettrica. La somma del prezzo di mercato e bonus non può superare un massimo per kWh, che dipende dalla fonte di energia utilizzata e dalla data di collegamento del sistema. Gli incentivi proposti dal piano dovrebbero comunque favorire gli investimenti, in quanto più vantaggiosi e certi rispetto a quelli in essere precedentemente. Alla legge è, inoltre, demandata l'introduzione di misure di compensazione a favore dei cittadini che, avendo proprietà nei pressi delle nuove installazioni, possono patire gli effetti negativi della vicinanza agli impianti.

Oltre a ciò, l'accordo introduce sovvenzioni specifiche per i piccoli impianti alimentati da fonte solare e maremotrice, sulla cui importanza futura la Danimarca sembra finalmente scommettere. Per queste due fonti rinnovabili è fissato un finanziamento annuo per la ricerca di soluzioni tecniche che ne consentano lo sfruttamento su più vasta scala. Infine, vengono previste garanzie per i prestiti

monitoraggio intelligenti per tenere traccia di tutto il flusso elettrico del sistema, come pure strumenti per integrare energia rinnovabile nella rete. Per un maggiore approfondimento sul tema: C. W. GELLINGS, *The Smart Grid: Enabling Energy Efficiency and Demand Response*, The Fairmont Press 2009 e P. FOX-PENNER, *Smart Power: Climate Change, the Smart Grid, and the Future of Electric Utilities*, Island Press 2010.

⁴⁹⁷ "Agreement between the government (Liberals and Conservatives), Social Democrats, Danish People's Party, Socialist People's Party, Social Liberals and New Alliance on Danish energy policy for the years 2008-2011" del 21 febbraio 2008

relativi a studi di fattibilità, condotti nel periodo che precede la costruzione di una centrale eolica.

2. LA NUOVA LEGGE SULLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI DEL 2008 E IL NUOVO QUADRO GIURIDICO DEGLI INCENTIVI

Le novità proposte dall'accordo vengono fatte proprie dal Parlamento danese e tradotte in legge nel dicembre del 2008⁴⁹⁸. La nuova legge sulle energie rinnovabili non si limita a modificare l'esistente sistema di incentivi, ma tocca diversi aspetti essenziali della politica nazionale sulle fonti rinnovabili, soprattutto concernenti l'energia eolica on-shore e off-shore. In particolare, sono dettate disposizioni in materia di pianificazione territoriale e localizzazione, autorizzazione alla costruzione e all'esercizio e misure di compensazione⁴⁹⁹.

Per quanto qui interessa, ovvero le tariffe corrisposte ai produttori di energia da fonti energetiche rinnovabili, la Legge anzitutto si occupa di elencare quali siano gli impianti ammessi alle tariffe di favore, ovvero: i parchi eolici, sia off-shore che on-shore (artt. 36-43), le installazioni solari di capacità pari ad almeno 6 kW (artt. 47-48), gli impianti a biogas e biomasse (artt. 44-46), le centrali idroelettriche purché di potenza non superiore ai 10 MW (art. 50) e, infine, gli impianti alimentati dal moto ondoso (art. 47).

Il sistema si basa sul pagamento di un premio (*feed in premium*) da applicarsi al prezzo di mercato dell'energia. In alcuni casi è previsto un limite massimo per la somma delle due componenti (prezzo di mercato ed incentivo), in altri, invece, il bonus è comunque garantito a prescindere dal valore dell'energia.

L'eolico on-shore viene incentivato con un premio di 3,4 €cents/kWh fino al raggiungimento di 22.000 ore pieno carico (art. 36), un bonus nettamente più elevato di quello precedentemente previsto (1,3 €cents/kWh). Raggiunta questa soglia, ai produttori sarà corrisposto il prezzo di mercato. Vi è, inoltre, un ulteriore supporto di 0,3 €cents/kWh per i costi di bilanciamento, valido per tutta la durata dell'attività della turbina eolica⁵⁰⁰. La nuova legge conferma gli incentivi per il *repowering*, attribuendo ai nuovi impianti installati in sostituzione degli esistenti, un supplemento di 1,1 €cents/kWh per un massimo di 12.000 ore a pieno carico⁵⁰¹ (art. 42). Un regime particolare concerne il mini eolico (ovvero gli impianti con una

⁴⁹⁸ Legge 27 dicembre 2008, n. 1392 "*Lov om fremme af vedvarende energi*".

⁴⁹⁹ Sulle misure di compensazione: pag. 155 e ss.

⁵⁰⁰ S. ROPENUS, S. G. JENSEN, *Support Race against the European RES Target*, DTU 2010, pag. 8 e ss.

⁵⁰¹ La somma tra prezzo di mercato e bonus non può però superare i 5,1 €cents/kWh (articolo 42 co. 6 della Legge 1392 del 2008).

potenza installata di 25 kW), che riceve una sovvenzione massima di 8 €cents/kWh, comprensiva del prezzo di mercato (art. 41).

L'articolo 21 della nuova legge sulle fonti energetiche rinnovabili introduce un ulteriore strumento di implementazione del settore eolico; in base a questa disposizione *Energinet.dk*⁵⁰² fornisce garanzie per prestiti contratti dalle associazioni territoriali dei proprietari di impianti eolici e da altri gruppi di iniziativa locale⁵⁰³ per finanziare studi di fattibilità, prima della costruzione di impianti di energia eolica. Qualora un determinato progetto di energia eolica non sia completato, la garanzia pagata non deve essere in alcun modo rimborsata a meno che il progetto venga interamente o parzialmente trasferito a terzi. Per tali garanzie *Energinet.dk* ha stanziato 10 milioni di DKK (circa 1,3 milioni di euro). Ogni garanzia coprirà la maggior parte del prestito fino ad un massimo di 500.000 corone danesi per progetto (articolo 21 comma 5).

Per quanto riguarda, invece, gli impianti off-shore, le sovvenzioni rimangono, di regola, determinate attraverso gare pubbliche, restando ovviamente in vigore, per gli impianti già autorizzati le tariffe precedentemente determinate⁵⁰⁴. La gara d'appalto concernente un nuovo parco eolico da erigersi nei pressi di Anholt si è conclusa nel giugno 2010 con la determinazione di una *feed-in tariff* molto alta (14 €cents/kWh) a favore della società vincitrice⁵⁰⁵.

Anche ad altre fonti rinnovabili la nuova disciplina attribuisce un incentivo superiore rispetto a quello precedentemente percepito. E' il caso del biogas, la cui tariffa (prezzo di mercato più bonus) può raggiungere i 10 €cents/kWh; in caso di impianti che usano il biogas insieme a combustibili fossili, viene conferito un premio pari a 5,4 €cents/kWh per la sola porzione di energia prodotta da tale fonte rinnovabile (art. 44)⁵⁰⁶. Alle centrali alimentate a biomasse agricole e forestali viene concesso un premio di valore inferiore (2 €cents/kWh)⁵⁰⁷. Rispetto a tali fonti energetiche, accanto alle previsioni della Legge sulle rinnovabili, in attuazione dell'Accordo sullo sviluppo sostenibile⁵⁰⁸, sono stati stanziati 85 milioni di DKK

⁵⁰² Energinet.dk è il gestore nazionale danese del sistema di trasmissione dell'energia elettrica e del gas. Si tratta di un'impresa pubblica, le cui quote sono interamente detenute dallo Stato per mezzo del Ministero del clima e dell'Energia.

⁵⁰³ Tali organizzazioni e gruppi devono avere almeno 10 membri. La maggioranza dei membri deve essere residente nel Comune in cui è localizzato l'impianto o, comunque, vivere in un raggio di 4,5 km di cantiere (art. 21 co. 2 no 1 e 2 della Legge 1392 del 2008).

⁵⁰⁴ Si veda pag. 140.

⁵⁰⁵ Per maggiori informazioni si raccomanda il sito dell'Agenzia nazionale danese per l'energia: www.ens.dk.

⁵⁰⁶ I valori della tariffa e del premio pagati per il biogas sono da aggiornarsi annualmente secondo un aumento pari al 60% della differenza tra il prezzo dell'energia attuale e quello pagato alla fine del 2007 (articolo 44 co. 4 della Legge 1392 del 2008).

⁵⁰⁷ Articolo 45 della Legge 1392 del 2008.

⁵⁰⁸ *Aftale om Grøn Vækst* del 16 giugno 2009.

annui (per il triennio 2010-2012) per l'istituzione di nuovi impianti. Il fondo copre fino al 20% dei costi delle nuove unità di produzione, mentre un ulteriore 60% è conferito, in forma di prestito garantito, dal Comune competente.

Al contrario, lascia un po' perplessi lo scarso livello di incentivi attribuiti a fonti, quali il solare e la maremotrice, che, in considerazione dei costi di produzione, dovrebbero ricevere, almeno inizialmente, una tariffa ben superiore per essere effettivamente concorrenziali. Questi impianti, normalmente di dimensioni non eccessive, possono vedersi corrisposti fino a complessivi 8 €cents/kWh per i primi dieci anni di produzione e fino a 5,4 €cents/kWh per i successivi dieci (art. 48). Per questi stessi impianti è, comunque, stanziato un fondo speciale di 25 milioni di DKK annui per il periodo 2008-2011 che è destinato a sovvenzionare progetti specifici. L'ammontare del singolo finanziamento è determinato sulla base di un contratto stipulato tra *Energinet.dk* e l'operatore dell'impianto al termine una complessa procedura. In particolare, i richiedenti devono presentare un'apposita istanza a *Energinet.dk* che discrezionalmente valuta quali siano i progetti maggiormente rispondenti all'interesse nazionale e conseguentemente decide l'ammissione al finanziamento e l'importo dello stesso. Una volta autorizzato il progetto e concluso il contratto, il responsabile è tenuto a presentare due volte all'anno una relazione sullo stato di avanzamento dei lavori e una relazione finale, aperta alla consultazione e disponibile sul sito web di *Energinet.dk*.

I costi del sistema di incentivi sono sopportati interamente dai consumatori⁵⁰⁹, che pagano un sovrapprezzo in bolletta in dipendenza dell'energia elettrica utilizzata. I gestori della rete raccolgono tali supplementi e li trasmettono a *Energinet.dk* che provvede, a sua volta, a distribuirli ai produttori.

Dall'analisi appena condotta emerge chiaramente come la nuova legge sulle fonti rinnovabili abbia senz'altro creato condizioni economiche migliori per lo sviluppo di nuovi impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili. A tariffe generalmente più elevate, si accompagna l'eliminazione di alcuni "tetti" tariffari in vigore sotto la previgente disciplina (come ad esempio quello sul *repowering* dell'eolico on-shore). Ciò detto, la scelta di proseguire sulla strada delle *feed in premium*, fa dipendere pesantemente l'efficacia della nuova regolamentazione dal valore di mercato dell'elettricità. In sostanza, il premio pagato non basterebbe ad indurre gli operatori del settore a programmare nuovi impianti se il prezzo dell'elettricità (a cui tale bonus viene applicato) rimane basso. Il pregio principale

⁵⁰⁹ Articolo 8 co. 2 della Legge 8 novembre 2006, n. 1115 "*Bekendtgørelse af lov om elforsyning*" che sostituisce la precedente Legge 286 del 2005.

delle nuove tariffe introdotte non è, pertanto, quello di aver aumentato l'incentivazione, ma piuttosto quello di aver dato una maggiore certezza e un orizzonte temporale sufficientemente ampio agli investitori per pianificare i progetti futuri.

Alcuni interpreti si sono già cimentati in una valutazione prognostica dell'impatto che le nuove norme avranno sulla produzione nazionale di energia, arrivando a conclusioni positive⁵¹⁰; una certezza comunque c'è ed è rappresentata dai dati di produzione dell'eolico, che, dopo almeno un quinquennio di sostanziale stagnazione, hanno visto per il 2009 un aumento del 10% della capacità installata⁵¹¹.

3. LA CONNESSIONE ALLA RETE DEGLI IMPIANTI FER

La progressiva crescita del numero degli impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili ha reso necessario predisporre alcuni accorgimenti, non meramente di carattere tecnico, per assicurare ai proprietari delle installazioni la connessione alla rete e, contemporaneamente, mantenere la rete in stato di efficienza⁵¹². Inoltre, questa esigenza è resa ancora più impellente dal fatto che, a differenza delle centrali tradizionali, molti degli impianti FER hanno un regime variabile di produzione di energia; si pensi ad un parco eolico la cui produzione è strettamente connessa alla ventosità o ai pannelli fotovoltaici che dipendono dall'irraggiamento.

L'articolo 24 della Legge sulla Fornitura di Energia⁵¹³ assicura che tutti gli impianti, se conformi ai requisiti tecnici previsti dalle normative di settore⁵¹⁴, debbano essere connessi alla rete dal gestore secondo un principio di "non discriminazione". A questo principio generale fanno, tuttavia, eccezione gli impianti a fonti rinnovabili che godono di una priorità d'accesso nel caso in cui la rete non sia in grado di sopportare un sovraccarico, anche momentaneo. La priorità può essere disattesa solo per ragioni legate alla sicurezza della rete (come, ad esempio, il suo corretto bilanciamento, articolo 27 comma 5).

⁵¹⁰ K. SPERLING, F. L. HVELPUND, B. V. MATHIESEN, *Evaluation of wind power planning in Denmark. Towards an integrated perspective*, Energy 35 (2010), Elsevier, pag. 5443 e ss.

⁵¹¹ *Stamdataregister for vindmøller*, op. cit.

⁵¹² J. M. CARRASCO, L. G. FRANQUELO, *Power-Electronic Systems for the Grid Integration of Renewable Energy Sources: A Survey*, IEEE Transactions On Industrial Electronics, Vol. 53, No. 4, August 2006, pag. 1002 e ss.

⁵¹³ Legge 1115 del 2006.

⁵¹⁴ Ad esempio, per quanto concerne l'eolico, l'Ordine Esecutivo 15 dicembre 2004, n. 1365, "*Bekendtgørelse om nettilslutning af vindmøller og pristillæg for vindmølleproduceret elektricitet m.m.*".

L'operatore di rete è, inoltre, obbligato ad espandere la rete quando ciò sia necessario per garantire un'efficiente trasmissione dell'elettricità (articolo 20); in questa luce, viene data una speciale attenzione all'obiettivo di accrescere l'uso delle fonti energetiche rinnovabili.

Per alcuni dei principali parchi eolici off-shore (come Horns Rev e Rødsand) è stato previsto un regime speciale in base al quale, in caso di problemi di carico alla rete, l'energia eolica prodotta viene proporzionalmente ridotta in cambio di una compensazione monetaria per il mancato guadagno⁵¹⁵.

L'estensione della rete e la promozione di *smart grid* che permettano una più agevole connessione anche dei numerosi microimpianti di produzione e, soprattutto, dei grandi parchi eolici off-shore, è uno degli obiettivi cardine del Governo Danese⁵¹⁶. In questo senso, alcune delle iniziative più significative sono state l'approvazione del Piano d'Azione sulla rete dell'ottobre 2008⁵¹⁷, in cui sono dettate le linee guida per una miglior gestione delle reti elettriche regionali, e la stipulazione dell'Accordo per una migliore integrazione degli impianti eolici nella rete dell'ottobre 2009⁵¹⁸.

In base a queste indicazioni, il gestore della rete Energinet.dk, al fine di permettere una più efficace connessione alla rete degli impianti FER e una migliore distribuzione dell'energia prodotta, sta provvedendo ad effettuare il cablaggio della rete elettrica ad alta tensione (122-159 kV) e a ristrutturare la rete stessa, tenendo conto della dismissione di numerosi impianti convenzionali ad alta potenza e della crescita degli impianti diffusi sul territorio.

Da ultimo, proprio per la dislocazione e della conformazione geografica della Danimarca, diviene molto importante effettuare interconnessioni tra la rete nazionale e quelle dei Paesi limitrofi, anche al fine di sfruttare al massimo il potenziale energetico delle fonti rinnovabili. In questo senso, sono stati avviati i progetti per la realizzazione di reti di collegamento con la Norvegia (Skagerrak 4), i Paesi Bassi (Cobra) e la Germania (Kriegers Flak).

⁵¹⁵ V. AKHMATOV, *Experience with voltage control from large offshore windfarms: the Danish case*, Wind Energy 12 (2009), Wiley, pag. 692 e ss.

⁵¹⁶ Si veda il Piano d'Azione Nazionale sulle Rinnovabili (*National Renewable Action Plan*), presentato dal Governo Danese alla Commissione Europea nel giugno del 2010, pag. 55 e ss.

⁵¹⁷ *Kabelhandlingsplan (10/2008)*.

⁵¹⁸ *Aftale om bedre integration af vind (10/2009)*.

4. LO SCAMBIO SUL POSTO (NET METERING)

Lo scambio sul posto è la modalità che permette, nel caso in cui produzione e consumo di energia non avvengano contemporaneamente, di operare un *net metering*, ossia un saldo netto tra le immissioni in rete dell'energia elettrica prodotta e i prelievi dalla rete di energia elettrica nei casi in cui coincidano il punto di immissione e di prelievo dell'energia elettrica scambiata. Con questa gestione si attua una sorta di virtualizzazione della produzione di energia elettrica tale da permetterne l'autoconsumo differito nel tempo⁵¹⁹.

La Danimarca è stata tra i pionieri di questo sistema tanto che, già nel 1998, viene approvato un progetto pilota, concernente gli impianti fotovoltaici, originariamente della durata di quattro anni, man mano esteso nel tempo e poi istituzionalizzato⁵²⁰. In base a questo programma, l'energia autoprodotta viene acquistata allo stesso prezzo di vendita applicato dalle utility energetiche ai consumatori⁵²¹. Allo scambio sul posto possono accedere solo i consumatori, proprietari al 100% dell'impianto di produzione, presentando apposita istanza all'Agenzia Danese per l'Energia.

Lo schema originario del *net metering* è stato profondamente rivisto nel 2010 dall'Ordine Esecutivo n. 804. In primis, l'articolo 1 introduce un'importante disposizione secondo cui gli autoproduttori sono dispensati, in relazione alla quantità di energia generata, dal pagamento della *Public Service Operation (PSO)*, una sorta di sovrattassa pagata, in bolletta, a seconda dei consumi elettrici; una parte di questo onere è destinato al finanziamento delle fonti energetiche rinnovabili.

Inoltre, la nuova normativa estende la possibilità di praticare lo scambio sul posto anche a fonti diverse dal fotovoltaico come l'eolico, le biomasse, il biogas e l'idroelettrico.

In particolare, un impianto eolico per essere ammesso deve necessariamente essere connesso alla rete. Solo gli impianti più piccoli (fino a 25 kW) sono proporzionalmente dispensati dal pagamento dell'intero PSO, mentre quelli di taglia superiore consentono al proprietario di risparmiare solo su quella parte di PSO che viene utilizzata per il finanziamento delle fonti rinnovabili.

⁵¹⁹ L. DUSONCHET, E. TELARETTI, *Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries*, Energy Policy 38 (2010), pag. 4011 e ss.

⁵²⁰ Ordine Esecutivo 15 dicembre 2004, n. 1366 "*Bekendtgørelse om nettoafregning for egenproducenter af elektricitet*".

⁵²¹ S. POULSEN, *Nettilslutning og administrative procedure*, DTI 2005.

Diverso è il discorso per gli impianti fotovoltaici che non devono essere necessariamente collegati alla rete elettrica se non superano i 50 kW. Al di sotto di questa soglia i proprietari sono sollevati dal pagamento del PSO, mentre al di sopra l'esenzione riguarda solo la parte di PSO concernente le rinnovabili.

Anche gli impianti alimentati a biogas possono ricorrere al *net metering*, ma solo se installati in edifici non adibiti ad attività commerciale. In questo caso, gli impianti devono essere connessi alla rete e non possono eccedere la potenza di 6 kW per 100 m² di calpestabile o per nucleo familiare (articolo 5). Discorso analogo e uguali limitazioni valgono anche per le biomasse e per l'idroelettrico. In questi casi l'esenzione dal pagamento dell'intero PSO vale solo per le installazioni di potenza inferiore agli 11 kW.

Tutti gli autoproduttori devono essere proprietari in via esclusiva degli impianti (articolo 3), che sono registrati in un apposito registro cronologico tenuto da Energinet.dk (articolo 6). La stessa Energinet.dk è, inoltre, competente a ricevere e valutare le richieste di ammissione al servizio di *net metering* (articolo 7); gli impianti di dimensione più contenuta (fotovoltaico fino a 50 kW, eolico fino a 25 kW, altri sistemi ammessi fino a 11 kW) sono automaticamente registrati.

5. I FINANZIAMENTI ALLA RICERCA NEL CAMPO DELLE RINNOVABILI: L'EUDP

La Danimarca è da tempo impegnata nella promozione dell'innovazione tecnica delle fonti energetiche rinnovabili. Per questo, sono stati previsti diversi stanziamenti diretti a rafforzare la ricerca⁵²². Nel 2007 il Parlamento Danese ha promulgato la Legge 555⁵²³ volta a finanziare e sostenere programmi dimostrativi e di sviluppo tecnologico nel settore energetico (EUDP).

La finalità dell'EUDP è quello di sostenere la politica energetica nazionale sulle fonti energetiche rinnovabili attraverso la promozione dello sviluppo di nuove tecnologie energetiche che possono contribuire a ridurre la dipendenza dalle energie fossili, le emissioni di gas serra e, in generale, l'impatto ambientale determinato dal consumo di energia. Gli obiettivi del EUDP sono dunque più ampi della semplice promozione dell'uso delle fonti rinnovabili per la generazione di energia elettrica, coinvolgendo anche l'efficienza energetica ed il risparmio energetico degli edifici.

⁵²² Tra gli altri, si può ricordare la Fondazione Nazionale Danese per le tecnologie avanzate (*Højteknologifonden*), istituita nel 2004, che destina dal 20 al 230% annuo del suo budget a progetti concernenti le fonti energetiche rinnovabili e l'efficienza energetica.

⁵²³ Legge 5 giugno 2007, n. 555 "Lov om et Energiteknologisk Udviklings- og Demonstrationsprogram (EUDP)".

Il supporto è diretto non solo allo sviluppo dei singoli progetti, ma anche (e soprattutto) alla creazione di partnership ed accordi commerciali tra le realtà più innovative operanti nel settore e al rafforzamento della collaborazione e della cooperazione in ambito internazionale per consentire un'utile condivisione dei progressi tecnici raggiunti.

La Legge, entrata in vigore il 11 gennaio 2008, non ha una data di scadenza, ma la sua operatività è legata agli stanziamenti che, ogni anno, devono essere predisposti dal Governo Danese.

Ad uno specifico comitato, nominato dal Ministro del Clima e dell'Energia, è lasciata ampia discrezionalità sulla decisione dei progetti da finanziare, dal momento che la Legge non detta specifici criteri tecnici per la scelta, ma, piuttosto incoraggia la presentazione di sistemi che possano rivelarsi competitivi dal punto di vista economico e replicabili su vasta scala.

Per essere ammessi al finanziamento è necessario presentare, alla segreteria dell'EUDP⁵²⁴, una domanda che deve includere la descrizione tecnica e le prospettive commerciali del progetto attraverso calcoli, analisi e ipotesi. Quanto ai requisiti soggettivi, la partecipazione è consentita a tutte le imprese commerciali (pubbliche e private), agli istituti di ricerca, alle università e ai consorzi di settore, purché domiciliati in Danimarca (articolo 7).

Sono previsti specifici obblighi di rendicontazione e bilancio e, soprattutto, un periodico aggiornamento, diretto all'ente erogante i fondi, relativamente allo stato e ai progressi del progetto. In caso di informazioni mancanti, parziali o inesatte il finanziamento può essere ritirato in tutto o in parte.

Fondamentale è, infine, la presentazione di una relazione finale sul progetto, che deve essere opportunamente redatta sia in danese che in inglese. Tale documento, se non ricorrono problematiche connesse alla proprietà industriale, deve essere obbligatoriamente pubblicato su internet così da garantirne l'accesso a chiunque.

D. L'ESEMPIO DANESE DI SVILUPPO "CONDIVISO" DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

1. IL PROBLEMA DELL'ACCETTABILITA' SOCIALE

In generale, tutti gli studi finora condotti hanno dimostrato come i cittadini danesi siano dei sicuri sostenitori delle energie rinnovabili, anche di quelle che

⁵²⁴ La segreteria dell'EUDP è istituita presso l'Agenzia Danese per l'Energia.

possono generare le più rilevanti esternalità negative. Si pensi, a questo proposito, all'eolico on-shore ed al suo impatto sul paesaggio rurale e sull'avifauna. Un recente sondaggio ha mostrato che solo il 25% dei cittadini nutre forti preoccupazioni rispetto alle installazioni eoliche; una percentuale che, sebbene in crescita, è molto inferiore che in altri Paesi dell'Unione Europea.⁵²⁵

Spesso, tuttavia, al generico supporto dell'opinione pubblica non si accompagna un altrettanto convinta adesione da parte dei soggetti direttamente interessati dal progetto. Questo accade, ad esempio, in Italia, ma non in Danimarca dove chi abita nei pressi delle installazioni si dimostra addirittura più favorevole all'implementazione delle tecnologie rinnovabili rispetto a chi non ha un immediato coinvolgimento⁵²⁶.

E' chiaro, tuttavia, che, affinché vi sia un elevato grado di accettazione delle rinnovabili devono concorrere alcune condizioni. In primo luogo, una politica di sostegno chiara e trasparente non può prescindere da un confronto con i cittadini coinvolti per ricercare soluzioni il più possibile condivise. In secondo luogo, chi potrebbe ricevere un danno dall'installazione deve parimenti trarne dei benefici, di carattere economico e non⁵²⁷.

In questo senso le leggi danesi impongono il coinvolgimento dei vari *stakeholder* nella pianificazione territoriale e sitizzazione degli impianti, prevedendo altresì misure di compensazione a favore dei residenti nei pressi degli impianti e finanziamenti economici per i comuni interessati. Accanto a ciò, il Governo danese ha proposto varie campagne di sensibilizzazione e di informazione sull'importanza delle rinnovabili per la sostenibilità ambientale e la sicurezza energetica⁵²⁸.

A determinare l' "attitudine" del popolo danese verso le rinnovabili concorre, infine, un elemento peculiare e probabilmente non facilmente replicabile, ovvero il fatto che, in molti casi, sono gli stessi cittadini, organizzati in forme associative, a detenere la proprietà delle installazioni. E' questo un elemento di grande importanza perché in molti casi l'opposizione non è diretta all'impianto in sé o alla sua localizzazione, ma piuttosto ai soggetti che intendono

⁵²⁵ J. LADENBURG, *Attitudes towards on-land and offshore wind power development in Denmark; choice of development strategy*, Renewable Energy 33 (2008), Elsevier, pag. 111 e ss.

⁵²⁶ S. KROHN, S. DAMBORG, *On Public Attitudes Towards Wind Power*, Renewable Energy 16 (1999) , Elsevier, pag. 954 e ss.

⁵²⁷ J. SZARKA, *Wind power, policy learning and paradigm change*, Energy Policy 34 (2006), Elsevier, pag. 3041 e ss.

⁵²⁸ Sul punto si rimanda al sito: www.ens.dk.

realizzare, specie se estranei al territorio e senza una reale volontà di interazione con la popolazione⁵²⁹.

2. IL MODELLO COOPERATIVO DI PROPRIETÀ DEGLI IMPIANTI EOLICI

Una delle chiavi del successo delle energia rinnovabile (e, in particolare, di quella eolica) in Danimarca risiede in un dato storico di profonda rilevanza, concernente gli assetti proprietari delle installazioni; buona parte delle turbine eoliche costruite tra gli anni '80 e i primi anni '90 sono, infatti, di proprietà dei cittadini che si organizzano secondo un modello cooperativistico. In realtà non si tratta, da un punto di vista strettamente giuridico, di una vera e propria cooperativa, ma piuttosto di una sorta di società semplice, i cui membri (i cittadini, appunto) sono solidalmente responsabili per le obbligazioni contratte⁵³⁰.

Questo sistema, inizialmente sviluppatosi dal basso sia per la storica attenzione dell'opinione pubblica danese sulle tematiche ambientali sia per i vantaggi di carattere fiscale connessi a queste particolari compagini sociali⁵³¹, assume negli anni dimensioni ragguardevoli; nel 1996 più di 120.000 persone, facenti capo a circa 2.100 cooperative, sono titolari di quote afferenti gli impianti⁵³².

Il quadro normativo disegnato dal primo atto disciplinante il complesso del settore energetico (*Heat supply act* del 1976⁵³³) e dai successivi atti governativi di attuazione si presenta particolarmente favorevole allo sviluppo del sistema cooperativistico; è, infatti, previsto che i titolari di diritti sugli impianti possano essere soltanto cittadini residenti nel comune e a meno di 3 km di distanza dall'installazione. Da qui la formazione di *partnership* tra cittadini che consentano la ripartizione del rischio di impresa.

La logica di questa scelta politica è abbastanza intuitiva: chi abita nei pressi di un impianto eolico ne subisce inevitabilmente gli effetti negativi, in termini di inquinamento acustico e di impatto visivo sul paesaggio, ed è quindi corretto che

⁵²⁹ M. WOLSINK, *Wind power and the NIMBY-myth: institutional capacity and the limited significance of public support*, Renewable Energy 21 (2000), Elsevier, pag. 49 e ss.

⁵³⁰ B. E. OLSEN, *Wind Energy and Local Acceptance: : How to get Beyond the NIMBY Effect*, European Energy and Environmental Law Review, October 2010, Wolters Kluwer, pag. 239 e ss.

⁵³¹ M. HEYMANN, *Signs of Hubris: The Shaping of Wind Technology Styles in Germany, Denmark, and the United States, 1940-1990*, Technology and Culture, Vol. 39, No. 4 (Oct., 1998), The Johns Hopkins University Press, pag. 641 e ss.

⁵³² P. GIPE, *Community-Owned Wind Development in Germany, Denmark, and the Netherlands*, Wind Works 1996, disponibile sul sito <http://www.wind-works.org/articles/Euro96TripReport.html>.

⁵³³ Legge 25 febbraio 1976, n. 54 "*Lov om elforsyning (Elforsyningsloven)*".

possa parimenti ricevere un beneficio da questa vicinanza. Questa strategia ha indubbiamente rafforzato il sostegno pubblico per l'energia eolica in Danimarca, come dimostrano dai sondaggi di opinione⁵³⁴.

La generazione diffusa di energia eolica è stata oltremodo incentivata dal fatto che il Governo danese nel 1985 abbia introdotto dei limiti alle quote detenute da ciascun membro delle cooperative⁵³⁵. Le singole quote, determinate in kWh sulla base dei consumi di ciascun membro, non possono superare il tetto di 6.000 kWh.

Dalla seconda metà degli anni '80 e, più marcatamente, dall'inizio degli anni '90 le restrizioni concernenti la residenza dei proprietari e la quota da essi detenuta cominciano mano a mano ad allentarsi. In primo luogo si assiste ad un allargamento della platea dei soggetti legittimati ad investire negli impianti eolici: il criterio della residenza viene gradualmente ampliato per includere le persone che vivono nel raggio di 10 km dall'impianto (1985), coloro che vivono in comuni limitrofi (1992), i cittadini che, pur non risiedendovi, lavorano nella zona (1996), tutti i residenti in Danimarca (1999), ed, infine, nel 2000, tutti i cittadini dell'Unione Europea.

In secondo luogo, la Legge del 1992 sull'energia eolica⁵³⁶ allenta le limitazioni riguardanti le quote⁵³⁷. E', tuttavia, con la liberalizzazione del mercato elettrico del 1999, che il modello di proprietà degli impianti eolici cambia drammaticamente. Grazie alla Legge 375 del 1999⁵³⁸ viene permesso a chiunque (privati, società...) di divenire proprietario di turbine eoliche⁵³⁹.

Sulla base di queste significative modifiche normative, il modello cooperativistico viene man mano superato a favore di un sistema "a proprietario unico". Tale cambiamento è stato accelerato anche da altri fattori: il progresso tecnologico (che ha ridotto di molto i rischi per gli investitori)⁵⁴⁰, le severe linee guida per l'ubicazione degli impianti (dirette a concentrare gli impianti nelle zone maggiormente ventose) ed, infine, i già citati incentivi per il *repowering* (che hanno

⁵³⁴ M. BOLINGER, *Community Wind Power Ownership Schemes in Europe and their Relevance to the United States*, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory 2001, pag. 11 e ss.

⁵³⁵ J. M. COHEN, T. A. WIND, *Distributed Wind Power Assessment*, National Wind Coordinating Committee USA, 2001, pag. 11.

⁵³⁶ Legge 7 ottobre 1992, n. 837 "*Bekendtgørelse af lov om udnyttelse af vedvarende energikilder m.v.*".

⁵³⁷ F. TRANAES, *Danish wind energy*, Danish Wind Turbine Owners' Association 1997.

⁵³⁸ Sulla legge 375 del 1999: pag. 135 e ss.

⁵³⁹ P. MAEGAARD, *Danish renewable energy policies*, World Council for Renewable Energy 2009. Disponibile sul sito: www.wcre.de.

⁵⁴⁰ G. B. OLESEN, P. MAEGAARD, J. KRUSE, *Danish experience in wind energy—local financing*. Working report for the WELFI project (Wind Energy Local Financing) 2002, disponibile sul sito: www.ceere.org.

favorito la sostituzione degli impianti più piccoli tipicamente detenuti dalle cooperative).

Un reviviscenza del sistema cooperativistico potrebbe essere indotta proprio dalla più volte menzionata Legge sulle energie rinnovabili approvata nel 2008. Il legislatore ha, infatti, dettato una specifica previsione (articolo 13) in cui viene stabilito che chiunque intenda erigere una o più turbine eoliche di almeno 25 metri di altezza deve offrire una quota di proprietà (non inferiore complessivamente al 20%) a tutti coloro che risiedono nel raggio di 4,5 km dall'impianto⁵⁴¹.

I motivi di questa scelta risiedono probabilmente nel fatto che la proprietà diffusa e condivisa degli impianti è una delle principali ragioni del generale favore dell'opinione pubblica danese verso le fonti rinnovabili. E', infatti, evidente che il generale coinvolgimento dei cittadini nelle scelte di pianificazione e di gestione degli impianti e i diretti benefici a questi collegati riduce la resistenza contro i progetti che è stata ed è ancora e uno dei maggiori ostacoli allo sviluppo dell'energia eolica⁵⁴².

Le esperienze di numerosi progetti di energia eolica in Danimarca hanno dimostrato che spesso si verifica una più marcata opposizione quando l'installazione degli impianti è effettuata da investitori "sconosciuti" ed avulsi dal contesto locale rispetto a quando a provvedervi siano soggetti del posto o organizzazioni radicate nel territorio⁵⁴³. Pertanto, proprio per porre un freno alla crescente disaffezione dei danesi verso le rinnovabili, determinata dalla progressiva liberalizzazione della proprietà degli impianti, la nuova legge sulle energie rinnovabili ha proposto un ritorno, seppur parziale, ad un sistema di sviluppo delle energie rinnovabili fondato sul diretto coinvolgimento della popolazione locale.

3. LE MISURE DI COMPENSAZIONE

Parte della resistenza ai nuovi impianti (e, specificamente, a quelli alimentati dal vento) è dovuta, in Danimarca come altrove, alla perdita reale o percepita del valore immobiliare dei fondi vicini alle nuove installazioni. Pertanto, la

⁵⁴¹ Le modalità della formulazione dell'offerta e dell'accettazione sono puntualmente descritte dagli articoli 13, 14 e 15 della Legge 1392 del 2008.

⁵⁴² G. WALKER, *What are the Barriers and Incentives for Community-Owned Means of Energy Production and Use?* Energy Policy 36 (2008), Elsevier, pag. 4401 e ss.

⁵⁴³ J. L. M. PIERCE, *Is there an appropriate model of Community wind turbine ownership for New Zealand?*, Massey University, Palmerston North NZ 2008, pag. 70 e ss.

nuova legge sulle fonti rinnovabili⁵⁴⁴ introduce un regime di compensazione secondo il quale la diminuzione effettiva del valore di una proprietà deve essere compensata dall'operatore dell'impianto.

Le misure di compensazione devono essere corrisposte per gli impianti eolici on-shore con un'altezza di 25 metri o più che determinano una perdita pari almeno all'1%.

Al fine di permettere ai vicini di valutare gli eventuali danni che potrebbero insorgere a causa dei nuovi impianti, i responsabili del progetto sono tenuti ad elaborare un ampio prospetto informativo (composto anche da disegni e mappe) e ad invitare gli interessati ad un incontro pubblico. Tale riunione deve essere convocata con un congruo preavviso attraverso annunci sui giornali locali.

I proprietari che ritengono, in base al materiale informativo ricevuto e alle spiegazioni ottenute nell'incontro, che la costruzione delle turbine eoliche possa ridurre il valore dei propri immobili devono notificare un'istanza ad Energinet.dk in cui offrono una propria quantificazione di questa diminuzione. La procedura è gratuita per coloro che abitano in un raggio pari a sei volte l'altezza dell'impianto; altrimenti è disposto il pagamento di una tassa di 4.000 DKK (circa 530 €), che sarà rimborsata nel caso in cui, a seguito delle opportune verifiche, si dimostri che l'indennizzo è effettivamente dovuto. L'operatore dell'impianto può promuovere la stipulazione di un accordo sulle compensazioni con i proprietari che hanno notificato le proprie domande ad Energinet.dk; altrimenti sarà lo stesso gestore della rete a determinare il valore della compensazione sulla base delle valutazioni offerte da parte di un apposito comitato.

Qualora la decisione di Energinet.dk sia nel senso di non riconoscere indennizzo alcuno a favore dei proprietari, questi ultimi non sono legittimati proporre un ricorso amministrativo contro tale diniego, ma possono promuovere un giudizio civile nei confronti di chi esercita l'impianto.

4. LE SOVVENZIONI DIRETTE AI COMUNI. IL COSIDDETTO "GREEN SCHEME"

La legge sulle energie rinnovabili (articoli 18, 19 e 20), nel generale obiettivo di promuovere l'accettabilità sociale delle turbine eoliche, propone il cosiddetto "green scheme", ovvero un sistema innovativo di finanziamento ai Comuni che, interessati da nuovi progetti, intendano porre in essere una campagna di sensibilizzazione della popolazione e/o di miglioramento del paesaggio e degli

⁵⁴⁴ Articoli 6-12 della Legge 1392 del 2008.

impianti ricreativi. A titolo esemplificativo, possono essere sovvenzionate la creazione di un “percorso natura” o la preparazione di materiale didattico afferente alle tematiche del clima e dell’energia.

E’ il gestore della rete nazionale, Energinet.dk, ad effettuare i pagamenti, quantificabili in DKK 0,004 al kWh per le prime 22 mila ore di produzione a pieno carico dell’impianto. Il valore complessivo della somma corrisposta al singolo Comune può variare a seconda del numero e alla potenza delle installazioni connesse. Si calcola che i contributi totali riferibili ad una turbina eolica della capacità di 2 MW possano essere pari a circa 23.600 €⁵⁴⁵.

Tali somme possono essere corrisposte dal momento della connessione dell’impianto alla rete e sono pagabili solo se il comune è in grado di dimostrare la corretta destinazione dei fondi secondo le finalità previste dalla legge.

Nonostante che il “green scheme” sia un meccanismo assai recente, la sua applicazione, già molto diffusa, ha prodotto esperienze assai significative. A questo proposito vale la pena citare il caso del Comune di Thisted, nel nord del Paese, che in due anni ha ricevuto la somma totale di 750.000 DKK (più di 100.000 €). Questa importante cifra è stata impiegata per realizzare un percorso turistico-ambientale nella zona, con l’intento di mostrare la buona integrazione delle installazioni eoliche nel paesaggio. L’operazione è da considerarsi un successo poiché diversi visitatori ed escursionisti si sono recati nel comune con ottime ricadute anche dal punto di vista economico⁵⁴⁶.

5. LE AUTORIZZAZIONI AMMINISTRATIVE E LA PARTECIPAZIONE DEI CITTADINI NELLA PIANIFICAZIONE TERRITORIALE

Gli impianti per la produzione di energia alimentati da fonti rinnovabili sono, di regola, soggetti alle norme generali concernenti le altre infrastrutture energetiche. Essi sono, pertanto, regolati dalle disposizioni legislative e regolamentari relative alla pianificazione territoriale e all’autorizzazione salvo alcune specifiche, ma rilevanti, particolarità.

In generale, le installazioni per la generazione, trasmissione e distribuzione di energia sono regolate dalla fondamentale Legge sulla fornitura di energia⁵⁴⁷ che prevede, all’articolo 10, che i produttori che dispongano di impianti con una capacità superiore ai 25 MW debbano essere in possesso di una licenza

⁵⁴⁵ DANISH ENERGY AGENCY, *Wind turbines in Denmark*, Report 2010, pag. 24 e ss. Disponibile sul sito: www.ens.dk.

⁵⁴⁶ A. R. PISANI, *Udnyt de Grønne millioner*, Vedvarende Energi & miljø, 4 (2010), pag. 4 e ss.

⁵⁴⁷ Si tratta della già citata Legge 1115 del 2006.

appositamente rilasciata dall'Agenzia Danese per l'energia (ENS) per conto del Ministero del Clima e dell'Energia. Tale licenza ha durata ventennale ed è subordinata al possesso di particolari requisiti tecnici e finanziari.

Per quanto riguarda, invece, i singoli impianti, esse sono sottoposte ad un permesso di costruire, che, nel caso delle rinnovabili è necessario se la potenza è superiore ai 10 MW⁵⁴⁸. Per gli impianti minori (di potenza compresa tra 200 kW e 10 MW), l'Ordine Esecutivo 493 del 2003⁵⁴⁹ (articolo 1, comma 3) dispone la semplice notifica dell'inizio dei lavori all'Agenzia Danese per l'energia (ENS).

Lo stesso Ordine esecutivo regola il procedimento per l'ottenimento del permesso per la costruzione degli impianti più potenti, chiarendo che tale provvedimento non ha valore di autorizzazione unica e che, pertanto, non sostituisce gli altri titoli abilitativi eventualmente necessari (articolo 1 comma 5).

Il procedimento inizia con una domanda diretta all'Agenzia danese per l'energia che deve indicare, tra l'altro, le dimensioni, le caratteristiche tecniche, il proprietario, l'esatta ubicazione, gli investimenti previsti e la tipologia di fonte energetica utilizzata (articolo 5). Essa deve inoltre essere accompagnata da una dichiarazione del gestore della rete (Energinet.dk) sulle spese di connessione e sui vantaggi produttivi e dalla valutazione di impatto ambientale (V.I.A.)⁵⁵⁰.

Ricevuta l'istanza, l'Agenzia provvede a verificare l'esistenza dei requisiti previsti dalla legge, dagli strumenti di pianificazione territoriale e valuta se, in base alle informazioni ricevute, il collegamento alla rete non risulti eccessivamente oneroso (articolo 13). Solo a seguito di questa istruttoria l'autorizzazione può essere rilasciata. Contro un eventuale provvedimento di diniego è ammesso il ricorso per via gerarchica (articolo 14).

L'Agenzia vigila, altresì, sul corretto svolgimento dei lavori e sul rispetto delle tempistiche, potendo, in caso di inadempimenti o false dichiarazioni, promuovere sanzioni di varia natura (dalla multa, per le infrazioni meno gravi, fino al ritiro dell'autorizzazione)⁵⁵¹.

Questa disciplina generale non si applica ad alcuni specifici tipi di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili. Così, ad esempio, per le centrali geotermiche le norme relative all'autorizzazione sono contenute nella Legge 889 del 2007⁵⁵² secondo cui il Ministero del Clima e dell'Energia è competente al

⁵⁴⁸ Art. 11 della Legge 1115 del 2006.

⁵⁴⁹ Ordine Esecutivo 12 giugno 2003, n. 493 "*Bekendtgørelse om betingelser og procedurer for meddelelse af tilladelse til etablering af nye elproduktionsanlæg samt væsentlige ændringer i bestående anlæg*".

⁵⁵⁰ Infra pag. 161.

⁵⁵¹ Articolo 15 dell'Ordine Esecutivo 493 del 2003.

⁵⁵² L'autorizzazione per gli impianti alimentati da energia geotermica è regolata dall'articolo 5 della Legge 4 luglio 2007, n. 889 ("*Bekendtgørelse af lov om anvendelse af Danmarks undergrund – Undergrundsloven*").

rilascio dell'autorizzazione dopo aver sentito la Commissione Energia del Parlamento danese.

Qualche attenzione in più merita un altro caso in cui si fa eccezione alle regole generali sull'autorizzazione, quello dell'eolico off-shore. La disciplina per gli impianti off-shore è dettata dalla più volte citata Legge sulle energie rinnovabili che dedica un'apposita sezione (la terza)⁵⁵³ alle autorizzazioni per questi parchi eolici.

La Legge prevede che il diritto di sfruttamento delle risorse energetiche nelle acque territoriali e nella zona economica esclusiva (ZEE) spetti allo Stato danese, che può concederlo alle utility energetiche che ne facciano richiesta, solo al termine di un complesso iter procedurale. In primo luogo, il Ministero del Clima e dell'Energia⁵⁵⁴ deve rilasciare un permesso per lo svolgimento delle indagini preliminari (art. 22). Dal momento che, di regola, la costruzione degli impianti eolici off-shore è soggetta ad una gara d'appalto, questo permesso viene rilasciato al vincitore della gara stessa; nel caso in cui non sia prevista alcuna gara, la licenza per l'esplorazione è concessa a soggetti dalla comprovata capacità tecnica e finanziaria e, se vi sono più richiedenti, a chi per primo sottopone la domanda per l'autorizzazione. Delle indagini eseguite, viene formulato un apposito rapporto da inviarsi al Ministero per l'approvazione (articolo 24).

Solo qualora le indagini preliminari dimostrino che il progetto sia sostenibile da un punto di vista economico ed ambientale, può essere concessa l'autorizzazione per la costruzione delle turbine off-shore. A questo fine, è necessario, che il richiedente entro tre mesi dall'approvazione del rapporto, inoltri un'apposita manifestazione di interesse al Ministero, dopo di che decorre un nuovo termine (questa volta determinato dal Ministero stesso) per la presentazione della richiesta di autorizzazione per la costruzione dell'impianto.

Il Ministero può subordinare il suo assenso a modifiche tecniche e strutturali significative e avviare un'audizione degli organi governativi preposti alla tutela di altri importanti interessi pubblici per attuare un corretto bilanciamento. Su queste basi, il Ministero decide se autorizzare il progetto e concedere il relativo permesso di costruire o imporre ulteriori indagini tra cui la V.I.A.⁵⁵⁵ nel caso in cui

⁵⁵³ Sezione III, articoli 22-29 della Legge 1392 del 2008.

⁵⁵⁴ Anche in questo procedimento il Ministero esercita le sue competenze attraverso l'Agenzia Danese per l'Energia.

⁵⁵⁵ Sul punto si veda: A. D. FOX, M. DESHOLM, J. KAHLERT, T. K. CHRISTENSEN, I. K. PETERSEN, *Information needs to support environmental impact assessment of the effects of European marine offshore wind farms on birds*, Ibis 148 (2006), Wiley, pag. 129 e ss.

l'impianto possa avere rilevanti ricadute dal punto di vista ambientale (articoli 25-28)⁵⁵⁶.

Nonostante l'assenza di un'autorizzazione unica e, comunque, di un procedimento valido per tutte le fonti rinnovabili le procedure autorizzative non presentano problematiche rilevanti circa le tempistiche e la trasparenza tanto da incontrare appieno gli standard imposti dall'articolo 13 della Direttiva 2009/28/CE senza necessità di ricorrere a modifiche normative⁵⁵⁷. Ciò è giustificato soprattutto dal fatto che in Danimarca tutti gli impianti (con l'ovvia eccezione dell'eolico off-shore) sono autorizzati solo nella misura in cui siano conformi a quanto stabilito nei vari piani adottati a diversi livelli territoriale. L'autorità responsabile del provvedimento non ha un ampio potere discrezionale, limitandosi a verificare la sussistenza di questi requisiti.

Il modello di pianificazione territoriale danese, attualmente regolato dalla Legge 1027 del 2008⁵⁵⁸, ha una struttura gerarchica che coinvolge tre livelli di autorità (nazionale, regionale e comunale) e si traduce in quattro diversi piani (nazionale, regionale, comunale e locale). Si tratta in sostanza di piani gerarchicamente integrati, secondo un sistema di *rammestyring*, termine danese che indica la fissazione di un quadro generale di regole all'interno del quale si procede a determinare disposizioni via via più dettagliate⁵⁵⁹.

A livello nazionale sono, pertanto, affrontate problematiche concernenti l'intero territorio danese e che coinvolgono vari interessi pubblici. Un esempio, nell'ambito delle energie rinnovabili, è costituito dalla Circolare sugli impianti eolici del 2009⁵⁶⁰ che detta specifiche linee guida per la realizzazione delle installazioni e per il loro inserimento del paesaggio. In tale documento viene, tra l'altro, stabilito che gli impianti debbano essere preferibilmente costruiti "in gruppo", ad una distanza minima dagli edifici pari a quattro volte l'altezza della turbina (che, al massimo, può raggiungere i 150 metri). Inoltre, al fine di evitare l'assembramento di parchi eolici in aree limitrofe, si richiede che le nuove installazioni siano collocate almeno a 4,5 km dagli impianti già esistenti.

⁵⁵⁶ Le regole concernenti la V.I.A. sono contenute nell'Ordine Esecutivo 28 agosto 2000, n. 815 "*Bekendtgørelse om vurdering af virkninger på miljøet (VVM) af elproduktionsanlæg på havet*".

⁵⁵⁷ A proposito si veda il Piano d'Azione Nazionale sull'energia rinnovabile ("*National Action Plan For renewable energy in Denmark*") presentato lo scorso giugno dalla Danimarca alla Commissione Europea in conformità al disposto dell'articolo 13 della Direttiva 2009/28/CE. Il piano è disponibile in lingua inglese e danese sul sito della Commissione: http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm.

⁵⁵⁸ Legge 20 ottobre 2008, n. 1027 "*Bekendtgørelse af lov om planlægning*".

⁵⁵⁹ S. R. NIELSEN, *Wind Energy planning in Denmark*, Renewable Energy 9 (1996), Elsevier, pag. 776 e ss.

⁵⁶⁰ In Danish: Cirkulære om planlægning for og landzonetilladelse til opstilling af vindmøller, CIRH1 nr 9295 af 22/05/2009.

I piani regionali, invece, fornivano indicazioni tassative alle quali i Comuni avrebbero dovuto attenersi nella definizione dei piani municipali e locali. A seguito della riforma del 2007⁵⁶¹, tali piani hanno perso buona parte del loro carattere “precettivo”, limitandosi a determinare gli obiettivi per un auspicabile sviluppo futuro della regione nel suo complesso, da un punto di vista ambientale e paesaggistico (articolo 10 bis comma 3 della Legge sulla Pianificazione) senza poter vincolare in alcun modo alcune aree ad un determinato uso.

La riforma del 2007 ha, invece, ampliato notevolmente le funzioni del piano municipale. Il piano, che funge da “cinghia di trasmissione” tra le istanze contenute nei piani nazionali e regionali e le disposizioni di dettaglio fornite nei piani locali, ha assorbito buona parte delle questioni precedentemente determinate dalla pianificazione regionale.

In particolare, spetta ai piani comunali la determinazione di obiettivi generali e di linee guida per lo sviluppo dell’energia eolica⁵⁶² e l’indicazione di aree specifiche in cui è possibile procedere alla costruzione degli impianti (articolo 11). Questi piani, da aggiornare ogni dodici anni, non possono evidentemente essere in contrasto con gli obiettivi fondamentali di politica energetica stabiliti in sede nazionale e regionale.

Lo stesso articolo 11 stabilisce che, per gli impianti per cui si prevede un significativo impatto sull’ambiente, non si possa procedere alla realizzazione fintanto che non siano state dettati gli indirizzi comunali sulla costruzione e localizzazione degli impianti. Si tratta sostanzialmente delle stesse installazioni da sottoporre a V.I.A. ovvero, per quanto concerne le centrali eoliche, le turbine con un’altezza superiore agli 80 metri ed i parchi eolici composti da tre o più impianti. Peraltro, la valutazione di impatto ambientale può essere estesa anche a tutti gli altri impianti che, per tipologia, dimensione o ubicazione, si presume possano avere un incidenza significativa sulle aree limitrofe⁵⁶³.

L’ultimo livello di pianificazione territoriale previsto nell’ordinamento danese è costituito dai piani “locali” che forniscono dettagliate specificazioni rispetto a quanto stabilito nei piani comunali. Essi definiscono, in modo vincolante, la destinazione delle aree, nonché le dimensioni e le modalità di costruzione di edifici, strade, parchi, così come, di impianti di produzione di energia. Usualmente i

⁵⁶¹ Si veda la Legge 21 giugno 2007, n. 813 *“Bekendtgørelse af lov om planlægning”*, ora sostituita dalla Legge 1027 del 2008.

⁵⁶² Simili considerazioni possono essere svolte anche a riguardo degli impianti a biogas e a biomasse.

⁵⁶³ Ordine Esecutivo 6 dicembre 2006, n. 1335 *“Bekendtgørelse om vurdering af visse offentlige anlægs virkning på miljøet (VVM) i medfør af lov om planlægning”*.

piani locali determinano l'altezza minima e massima delle turbine eoliche, la loro collocazione spaziale e la loro capacità di generazione.

Uno dei principali obiettivi della Legge sulla pianificazione è, senza dubbio, quello di incoraggiare la partecipazione dei cittadini e degli enti locali al processo di pianificazione (articolo 1, comma 2, punto 5). Anche i piani e le linee guida adottati a livello nazionale devono poter essere il più possibile condivise e, pertanto, è previsto che il Ministero dell'Ambiente, nell'adozione di un atto di pianificazione vincolante, debba necessariamente notificare la proposta ai Consigli Regionali e Comunali interessati. Il documento inviato deve rimanere aperto alla consultazione per almeno otto settimane. Gli eventuali contributi e proposte emendative, benché non vincolanti, vengono esaminati e discussi (articolo 22 a). Così, ad esempio, la Circolare sull'eolico del 2009 è stata distribuita alle autorità regionali e comunali nel giugno del 2008, circa un anno prima della definitiva emanazione, in modo da permettere agli enti locali di raccogliere e formulare osservazioni e integrazioni.

Per quanto riguarda la pianificazione comunale, il coinvolgimento dei cittadini concerne l'intero processo di pianificazione. Secondo l'articolo 23 a della Legge sulla pianificazione il Consiglio Comunale deve presentare, entro la fine della prima metà del mandato, una strategia per la pianificazione comunale, che deve essere pubblicata sui giornali locali così da permettere ai cittadini di presentare le proprie osservazioni.

Questa strategia, che può contenere anche delle indicazioni di massima per la "sitizzazione" degli impianti energetici, deve essere altresì inviata anche alle amministrazioni nazionali, regionali e comunali, potenzialmente interessate. Tali autorità non hanno ovviamente alcun potere di veto rispetto ad un documento che è di mero indirizzo, ma possono, ad ogni modo, comunicare commenti e proposte che il Consiglio Comunale è obbligato a valutare. Qualora si determinino modifiche alla strategia, la versione emendata deve essere nuovamente resa pubblica.

Superata questa fase preliminare, il Consiglio Comunale propone un nuovo piano o, in alternativa, modifiche dell'esistente in conformità con la strategia adottata (articolo 23 b). Ogni proposta di piano municipale (o locale) deve essere divulgata tra i cittadini insieme ad un resoconto degli effetti giuridici e nuovamente trasmessa alle varie autorità coinvolte. In questo caso, il Ministero dell'Ambiente, il Consiglio Regionale e i Comuni vicini hanno il diritto di porre il loro veto alla promulgazione del piano. Se occorre tale evenienza, il piano non può essere validamente adottato finché non si raggiunga un accordo per la composizione delle divergenti posizioni (articolo 28).

Da ultimo, il piano locale, ovvero lo strumento di pianificazione che ha l'impatto più immediato sugli interessi dei cittadini, deve essere notificato per iscritto (articoli 26-31) a tutti i proprietari, i conduttori, gli affittuari, le associazioni civiche e deve essere corredato da un prospetto contenente ogni più utile informazione sugli effetti di carattere paesaggistico-ambientale e di carattere giuridico (ad esempio, servitù ed altre limitazioni del diritto di proprietà).

E' evidente che la consultazione delle altre autorità e dei cittadini nella pianificazione territoriale non è una peculiarità esclusiva della Danimarca; tuttavia, rispetto ad altri contesti nazionali, dove normative risalenti e una scarsa trasparenza dell'apparato burocratico non permettono un efficace coinvolgimento, l'esperienza danese si caratterizza per l'ampia partecipazione dei vari *stakeholder* in ogni fase del procedimento.

Questo è molto importante soprattutto quando si tratta di determinare le dimensioni e la localizzazione di impianti per la produzione di energia che, come nel caso delle turbine eoliche, hanno un notevole impatto sul paesaggio e sull'ambiente circostante.

Di contro, è evidente che questo elaborato processo determina tempi piuttosto lunghi che possono ritardare l'attuazione di importanti obiettivi di politica energetica, come lo sviluppo dell'energia eolica⁵⁶⁴. Peraltro il coinvolgimento del pubblico e degli altri enti determina un tasso bassissimo di ricorsi contro l'installazione degli impianti dal momento che le parti coinvolte hanno avuto diverse opportunità di far valere il proprio punto di vista⁵⁶⁵.

L'importanza della partecipazione in una fase precoce del processo decisionale può essere illustrata da un caso giudiziario del 2001 che ha fatto scuola. La causa, discussa davanti ad una corte distrettuale, concerne l'installazione di quattro turbine eoliche in una zona soggetta ad un piano locale. Il reclamante, pur non avendo in alcun modo partecipato al processo di pianificazione, chiede il risarcimento dei danni per le immissioni (luci, rumori...) cagionate dagli impianti. Il proprietario del parco eolico, citato in giudizio, si difende affermando che nel piano locale sono stati già valutati i possibili impatti e che, comunque, il ricorrente avrebbe potuto esporre le sue riserve nella fase di consultazione aperta al pubblico. Quest'ultima tesi è stata sposata in pieno dal

⁵⁶⁴ W. JÖRSS, *Decentralised power generation in the liberalised EU energy markets: results from the DECENT research project*, Springer 2003, pag. 131 e ss.

⁵⁶⁵ M. PETTERSON, *Renewable Energy Development and the Function of Law. A Comparative Study of Legal Rules Related to the Planning, Installation and Operation of Windmills*, Tesi di dottorato, Luleå University of Technology Department of Business Administration and Social Sciences, Division of Social Science, 2008

giudice di prima istanza (che ha, di conseguenza, rigettato il ricorso) e successivamente confermata in grado d'appello⁵⁶⁶.

6. IL DIRITTO DI ACCESSO DEI CITTADINI ALLE INFORMAZIONI AMBIENTALI

Il coinvolgimento dei cittadini e dei diversi attori della società è fondamentale per migliorare la qualità delle politiche pubbliche e i processi decisionali, integrando gli apporti dei cittadini nella definizione delle stesse. Pertanto, strettamente connessa al tema della partecipazione ai cittadini nella pianificazione e nell'autorizzazione degli impianti è la questione dell'accesso ai cittadini alle informazioni ambientali. In questo senso, la Danimarca, consapevole dell'importanza del problema, ha adottato una serie di leggi ben prima della conclusione della Convenzione di Aarhus e della promulgazione della Direttiva 90/313/CE.

Il tema dell'accesso all'informazione ambientale ai fini di una buona governance rappresenta, infatti, un riferimento da tempo presente nelle politiche dello Stato Danese in materia ambientale ed energetica; già nel 1985, la fondamentale Legge sull'accesso agli atti della Pubblica Amministrazione del 1985⁵⁶⁷ riconosce ai cittadini un generale diritto di richiedere informazioni ed impone alle autorità di rilasciare tutti i dati e le spiegazioni che si rendano necessari in caso di pericolo alla vita, alla salute, alla proprietà o all'ambiente. L'elemento di interesse di questa normativa è che la sua applicazione è estesa (ex articolo 1) non solo a tutte le attività esercitate dalla Pubblica Amministrazione, ma anche a tutte i soggetti (utility, società, cooperative...) coinvolte, a vario titolo, nella generazione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Il principio cardine dell'atto in questione è quello di garantire il più possibile il diritto dei cittadini ad accedere alle informazioni, limitando le possibilità di diniego ai soli casi esplicitamente elencati dalle leggi.

Successivamente, nel 1994, è stata promulgata una Legge⁵⁶⁸ che si occupa specificatamente della libertà di accesso alle informazioni ambientali. La Legge, che dà attuazione alla succitata Direttiva 90/313/CEE del 7 giugno 1990, è stata successivamente modificata in conformità alla Convenzione di Aarhus e alla nuova

⁵⁶⁶ *Vestre Landsret BS-1395-00 (MAD 2001.112).*

⁵⁶⁷ Legge 19 dicembre 1985, n. 572 *"Lov om offentlighed i forvaltningen (Offentlighedsloven)"*, da ultimo modificata con la Legge 4 giugno 2009, n. 433 *"Lov om ændring af lov om offentlighed i forvaltningen"*.

⁵⁶⁸ Legge 27 aprile 1994, n. 292 *"Lov om aktindsigt i miljøoplysninger"* e successive modifiche.

Direttiva 2003/4/CE sull'informazione ambientale⁵⁶⁹. L'articolo 2, comma 1, della Legge attribuisce ad ogni persona il diritto di richiedere l'accesso alle informazioni in materia di ambiente (art. 2, comma 1). La Legge ha una portata più ampia rispetto alla disciplina generale relativa all'accesso agli atti amministrativi in quanto la richiesta non necessita di una motivazione e può essere diretta a tutti gli organi amministrativi, persone fisiche e giuridiche che, a vario titolo, svolgano un servizio pubblico che possa avere un qualche impatto sull'ambiente; il soggetto interpellato è tenuto a rispondere in un termine non superiore a due mesi.

Le restrizioni previste, in via generale, per l'accesso agli atti amministrativi non valgono in campo ambientale se non esplicitamente chiarito dal legislatore. Contro l'eventuale diniego è, infine, previsto il ricorso per via gerarchica: così, ad esempio, in caso di rifiuto da parte dell'Agenzia per l'Energia, la competenza spetta al Ministero per il Clima e l'Energia.

7. LE CAMPAGNE DI COMUNICAZIONE

E' evidente che un'efficace promozione delle fonti rinnovabili passi anche da una comunicazione diretta a far comprendere l'importanza della posta in gioco e i concreti vantaggi (in termini economici, ambientali e sociali) che possono derivare dalle energie alternative. A livello comunitario questa problematica viene presa molto seriamente, tanto che l'articolo 14, comma 6, della nuova Direttiva sulle rinnovabili (la 2009/28/CE) impone agli Stati membri di elaborare, in concerto con le autorità locali e regionali, programmi adeguati d'informazione, sensibilizzazione, orientamento o formazione al fine di informare i cittadini sui benefici e sugli aspetti pratici dello sviluppo e dell'impiego di energia da fonti rinnovabili.

La Danimarca ha una lunga tradizione nell'informare e coinvolgere il pubblico sulle questioni energetiche. Anche in assenza di un'espressa indicazione normativa in tal senso⁵⁷⁰, sono state promosse una serie di campagne informative e inaugurati una serie di sportelli ed uffici dove, a seconda della problematica, i cittadini possono rivolgere le proprie domande e richieste di chiarimenti.

A livello nazionale si assiste ad una proliferazione di siti internet, comunque ben coordinati tra loro, che forniscono tutte le informazioni utili sulle tariffe, gli

⁵⁶⁹ D. BANISAR, *Freedom of Information and Access to Government Record Laws Around the World*, The Freedominfo.org Global Survey 2004, pag. 26 e ss.

⁵⁷⁰ E', comunque, da sottolineare che, in forza della Legge sulla Pubblica Amministrazione (Legge 19 dicembre 1985, n. 571 "Forvaltningslov"), le autorità energetiche sono obbligate a fornire tutti i chiarimenti e i supporti tecnici e giuridici che si rendano necessari davanti ad una richiesta di informazioni avanzata da un cittadino.

incentivi, le procedure autorizzative e così via⁵⁷¹. Oltre alle autorità nazionali, un ruolo molto importante è svolto dagli uffici degli Enti Locali e delle Regioni e dalle numerose organizzazioni istituzionali che raccolgono gli operatori del settore, come, ad esempio l'Organizzazione per l'Energia Rinnovabile⁵⁷² e l'Associazione Danese per l'Energia⁵⁷³, che con uffici sparsi per tutto il territorio danese rilascia consulenze gratuite sulle rinnovabili ai privati e ai piccoli imprenditori.

Tra le iniziative più rilevanti adottate a livello statale, c'è sicuramente la Guida sul clima e l'energia, una sorta di prontuario predisposto, disponibile online⁵⁷⁴, dall'Agenzia Danese per l'Energia che fornisce, in un linguaggio accessibile, le informazioni salienti rispetto alle singole fonti energetiche, rimandando per le specificazioni ad altre banche dati o pubblicazioni. Per quanto riguarda, invece, le campagne attualmente in corso si possono ricordare quella diretta all'incremento dell'utilizzo delle pompe di calore⁵⁷⁵, che è parte integrante dell'Accordo sull'energia del 2008, e quella, condotta dal Ministero del Clima e dell'Energia, sulla riduzione dell'emissione domestica di anidride carbonica⁵⁷⁶.

Numerosi sono altresì i progetti pilota e dimostrativi adottati nel campo delle rinnovabili e dell'efficienza energetica. Una di queste è *EcoCities*, che coinvolge in una sorta di network sei città danesi⁵⁷⁷ che hanno deciso di porre in essere uno sforzo particolare per risparmiare energia e ridurre le emissioni di gas serra attraverso il ricorso alle fonti rinnovabili. L'idea alla base del progetto è quella di motivare altre realtà urbane nazionali (ma anche europee) ad adottare le migliori pratiche ecosostenibili già in essere nelle *EcoCities*. Le varie esperienze sono analizzabili sul sito internet www.energibyer.dk.

Particolarmente interessante è il caso del comune di Skive⁵⁷⁸, una delle realtà urbane storicamente più sensibile all'uso efficiente dell'energia. L'obiettivo che la città si è data è quello di giungere ad un livello di "emissioni zero" entro il 2029 (attraverso una riduzione del 3% l'anno). Per arrivare a questo target, sono stati coinvolti cittadini ed imprese in azioni concernenti il risparmio energetico e

⁵⁷¹ Le istituzioni pubbliche deputate a fornire informazioni sulle energie rinnovabili a livello nazionale sono: il Ministero per il Clima e l'Energia (www.kemin.dk), l'Agenzia Danese per l'Energia (www.ens.dk), il Centro per il Risparmio Energetico (www.savingtrust.dk), il Programma di Sviluppo Tecnologico e di Dimostrazione Energetica, Energinet.dk, l'Autorità di Regolamentazione del Mercato Elettrico (www.reegle.info), il Ministero dell'Ambiente (www.mim.dk), il Ministero dei Trasporti (www.trm.dk), il Ministero delle Finanze (www.skm.dk) ed il Ministero per l'Alimentazione, l'Agricoltura e la Pesca (www.fvm.dk).

⁵⁷² *Organisationen for Vedvarende Energi* (www.ve.dk).

⁵⁷³ *Danskenergi* (www.danskenergi.dk).

⁵⁷⁴ Si veda il sito internet: www.klimaogenergiguide.dk.

⁵⁷⁵ Per maggiori informazioni: www.varmepumpesiden.dk.

⁵⁷⁶ La campagna è descritta al sito: www.energisparebolig.dk.

⁵⁷⁷ Le città in questione sono: Copenaghen, Aarhus, Skive, Kolding, Herning e Abertslund.

⁵⁷⁸ Skive è un comune danese di 27.968 abitanti situato nella regione dello Jutland centrale.

l'implementazione delle fonti energetiche rinnovabili. Rispetto alle energie alternative, il comune ha formato, con il contributo di numerose imprese e dei cittadini, una fondazione⁵⁷⁹ che fornisce supporto finanziario a progetti dimostrativi, alcuni dei quali già realizzati, come il sistema di pannelli fotovoltaici e di mini impianti eolici, che fornisce l'energia necessaria al funzionamento del centro civico cittadino. Sono, inoltre, in fase di realizzazione una serie di installazioni che dovrebbero contribuire in modo deciso all'indipendenza energetica della città dalle fonti fossili, obiettivo da centrare entro il 2019; tra questi la più grande centrale a fotovoltaico della Danimarca (1 MWh di capacità) e un nuovo parco eolico da 3 MWh.

Per quanto riguarda la capitale Copenhagen, il Consiglio Comunale ha approvato all'unanimità, nell'agosto del 2009, il Piano Clima della città⁵⁸⁰. Il Piano include cinquanta iniziative specifiche che mirano a ridurre del 20% le emissioni di anidride carbonica entro il 2015 e a raggiungere l'indipendenza da fonti fossili nel 2025⁵⁸¹.

Tra le azioni già avviate, si può citare la riconversione a biomasse della grande centrale a carbone di Amager e, soprattutto, la costituzione di una società partecipata, la cui ragione sociale è la costruzione di quattro nuovi grandi parchi eolici nel territorio comunale. I cittadini e le imprese locali sono chiamati a partecipare a quest'ultima iniziativa tramite l'acquisto di quote azionarie. Ciò consente, da una parte, di incrementare gli investimenti per raggiungere gli obiettivi del Piano, dall'altra a coinvolgere e sensibilizzare i privati su una questione importante, come quella dell'energia verde⁵⁸².

Un progetto simile ad *EcoCities* è stato avviato con la conclusione dell'accordo *Climate Communities*; l'accordo che concerne un ampio numero di comuni è diretto all'implementazione di pratiche energetiche idonee a consentire una riduzione delle emissioni climalteranti del 2% l'anno.

Nell'ambito dell'educazione scolastica, il Ministero dell'Istruzione in collaborazione con la *Danish Society for Nature Conservation* ha predisposto un sito internet⁵⁸³ per mettere a disposizione materiale didattico e per consentire la condivisione di tutte le esperienze adottate nei diversi istituti scolastici.

⁵⁷⁹ Una panoramica completa delle iniziative condotte dalla Fondazione Energibyenskive è disponibile sul sito internet: <http://eng.energiensive.dk>.

⁵⁸⁰ Si veda il sito: www.kk.dk.

⁵⁸¹ Nel 2010 sono stati stanziati circa 28 milioni di DKK (3,7 milioni di euro) per l'implementazione del piano, mentre nel triennio 2011-2013 sono già stati destinati 62,5 milioni di DKK.

⁵⁸² CITY OF COPENHAGEN, *Copenhagen Climate Plan. The Short Version*, 2009.

⁵⁸³ Il sito è disponibile al seguente indirizzo: www.klimaundervisning.dk.

E. CONCLUSIONI

1. CARATTERISTICHE E REPLICABILITA' DEL MODELLO DANESE

Per spiegare il successo delle energie rinnovabili in Danimarca sono stati analizzati diversi fattori (economici, tecnici, sociali e politici) tra loro strettamente interconnessi. Ovviamente, il contesto danese si caratterizza per alcune peculiarità che rendono difficilmente replicabili alcune delle politiche adottate. Anzitutto, si potrebbe banalmente rilevare che il livello dei consumi energetici è profondamente diverso da quello di Paesi come gli U.S.A., la Germania o l'Italia. Si tratta, infatti, pur sempre di uno Stato di ridotte dimensioni, senza un'industria pesante particolarmente sviluppata e con una collocazione geografica e una situazione climatica tali da non determinare i picchi di consumo estivi dovuti agli impianti di condizionamento. A ciò si aggiungano condizioni anemologiche particolarmente favorevoli ad uno sfruttamento intensivo della fonte eolica⁵⁸⁴.

Al netto di questi e di altri aspetti già analizzati nelle pagine precedenti (come, ad esempio, la storica presenza delle cooperative di cittadini nella gestione degli impianti eolici), l'esperienza danese può fornire significative indicazioni agli altri Paesi per la definizione di una efficace politica energetica.

In primo luogo, perché le energie rinnovabili contribuiscano in modo significativo al fabbisogno energetico di uno Stato, non basta solo un sostegno vago e generico, bensì occorre fissare degli obiettivi specifici e articolati tenendo conto di tutte le possibili criticità. In quest'ottica, l'insegnamento più importante che si può trarre è che gli incentivi economici sono sì necessari, ma comunque non sufficienti per una decisa implementazione delle fonti rinnovabili; a questi, infatti, si devono accompagnare una chiara direzione della politica energetica rinnovabile, un coinvolgimento dei cittadini, delle istituzioni e degli attori sociali nelle decisioni in campo ambientale ed, infine, un importante sostegno alla ricerca scientifica.

Le tariffe incentivanti, pur non essendo eccezionalmente elevate se confrontate con quelle previste in altri ordinamenti⁵⁸⁵, hanno l'indubbio merito di dare un orizzonte sufficientemente sicuro agli investitori e, soprattutto, di stimolare l'adozione di soluzioni sempre più efficienti; in questo senso gli incentivi

⁵⁸⁴ B. K. SOVACOO, H. H. LINDBOE, O. ODGAARD, *Is the Danish Wind Energy Model Replicable for Other Countries?*, The Electricity Journal 21 (2008), Elsevier, pag. 27 e ss.

⁵⁸⁵ Ad esempio, rispetto all'Italia, il contributo medio è inferiore di circa l'80% per i piccoli impianti e il 40-50% per i grandi impianti.

per il *repowering* svolgono un ruolo molto importante per consentire un migliore sfruttamento della risorsa eolica senza ulteriori modificazioni dell'ambiente. I vari programmi di sviluppo rivolti alle energie rinnovabili hanno fornito, altresì, il finanziamento per un grande numero di progetti di ricerca e di dimostrazione, selezionati in ragione della loro competitività dal punto di vista economico e della loro potenziale diffusione sul mercato⁵⁸⁶. Inoltre, per rendere le energie rinnovabili realmente competitive rispetto a quelle fossili, al supporto economico si è affiancato un costante sviluppo della rete elettrica che ha facilitato la connessione degli impianti diffusi sul territorio.

L'aspetto senza dubbio più rilevante risiede, tuttavia, nel generale favore goduto dalle fonti rinnovabili in Danimarca; un supporto non casuale, ma frutto anche dell'innovativo approccio "democratico" nella definizione delle strategie e nella pianificazione territoriale. Sicuramente la condivisione delle scelte può portare ad un rallentamento del processo decisionale, ma ha il pregio di non far percepire le decisioni come "calate dall'alto" e, quindi, di evitare che sorgano proteste contro i nuovi impianti. Il coinvolgimento della popolazione non riguarda, però, soltanto il processo decisionale, ma concerne anche la gestione degli impianti stessi: la "proprietà cooperativa" è ancora abbastanza diffusa e potrebbe essere incentivata dalle disposizioni della nuova legge sulle fonti energetiche rinnovabili che favoriscono la diretta partecipazione dei cittadini nella gestione degli impianti⁵⁸⁷. Infine, l'accettazione sociale delle rinnovabili è favorita dalla previsione di misure di compensazione e di interventi a favore dei comuni che ospitano le installazioni per bilanciare le esternalità negative (rumore, impatto sul paesaggio..) che possono discendere dalle nuove strutture.

Certo, negli oltre trent'anni di strategie danesi di sostegno alle fonti rinnovabili si sono verificate delle battute d'arresto, dovute a scelte non ponderate al meglio (come il tentativo di introduzione del sistema dei certificati verdi⁵⁸⁸ o la progressiva erosione degli originali limiti relativi alla proprietà degli impianti eolici). Tuttavia, come dimostrato anche dalla recente legge sulle rinnovabili, la politica ha saputo ovviare ai propri errori e, in alcuni casi, tornare a modelli del passato rivelatisi vincenti. Questo è reso possibile anche dal fatto che tutti i partiti danesi che siedono in Parlamento hanno una visione simile rispetto all'importanza delle fonti rinnovabili per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti, l'indipendenza energetica e la riduzione delle emissioni di gas serra; in effetti le

⁵⁸⁶ Ci si riferisce, in particolare, ai parametri previsti dalla Legge sull'EUDP (pag. 150 e ss.)

⁵⁸⁷ Ci si riferisce alle cosiddette cooperative di gestione degli impianti, alla cui gestione partecipano direttamente i cittadini. A questo proposito si rimanda a pag. 153 e ss.

⁵⁸⁸ Si veda pag. 135.

riforme e le strategie di settore sono adottate dopo una trasparente negoziazione tra le principali formazioni politiche che, di regola, si conclude con la sottoscrizione di un accordo⁵⁸⁹.

2. LA STRATEGIA ENERGETICA PER IL FUTURO

I dati sulla produzione energetica danese da fonti rinnovabili sono senza dubbio positivi tanto in termini assoluti quanto in termini percentuali rispetto al mix energetico nazionale⁵⁹⁰. Negli anni futuri si prevede, infatti, un surplus di produzione rispetto ai target comunitari tanto che la Danimarca é decisamente favorevole ad incrementare il meccanismo di scambio, previsto dalla legislazione comunitaria, in materia di energie rinnovabili⁵⁹¹. Tuttavia, per poter arrivare all'indipendenza dalle fonti fossili entro il 2050 e per poter centrare gli obiettivi imposti dalla Direttiva 2009/28/CE per il 2020, si renderà necessario incrementare la produzione con altri investimenti e nuove misure di politica energetica.

E' chiaro che tutte le fonti rinnovabili, comprese quelle poco sfruttate, devono essere implementate dal momento che, ad oggi, nonostante gli ottimi risultati raggiunti, l'80% della attuale produzione energetica deriva dalla combustione di fonti, come il carbone e, soprattutto, il petrolio. Tenendo conto di questi aspetti, i documenti programmatici adottati in sede politica tracciano chiaramente la linea da seguire.

Nel descrivere i pregi del sistema danese, si è più volte parlato della centralità della ricerca scientifica per il miglioramento delle tecnologie e un conseguente abbattimento dei costi dell'energia pulita. In questo senso, il già citato Rapporto della *Klimakommissionen*⁵⁹² raccomanda, non solo di continuare su questa strada, ma anche di estendere e diversificare gli ambiti di studio anche

⁵⁸⁹ L'esempio più significativo è senza dubbio rappresentato dall'Accordo sull'energia del 2008, in base al quale sono state riviste le politiche energetiche nazionali con l'introduzione di nuovi strumenti di supporto per le fonti energetiche rinnovabili.

⁵⁹⁰ Sui dati e sulle "aspettative" di produzione di energia da fonte rinnovabili si rimanda all'inizio del presente capitolo (pag. 128 e ss.).

⁵⁹¹ Tale schema è stabilito dall'articolo 6 della Direttiva 2009/28/CE che disciplina i trasferimenti statistici tra Stati membri. Gli Stati possono convenire e concludere accordi per il trasferimento statistico da uno Stato all'altro di una determinata quantità di energia rinnovabile. La quantità trasferita deve essere dedotta dal quantitativo di energia rinnovabile preso in considerazione nel valutare il rispetto da parte dello Stato che effettua il trasferimento e aggiunta al quantitativo di energia rinnovabile preso in considerazione nel valutare il rispetto da parte dello Stato che accetta il trasferimento. Gli accordi fra Stati devono essere notificati alla Commissione e tra le informazioni trasmesse alla Commissione figura anche il prezzo dell'energia in questione.

⁵⁹² KLIMAKOMMISSIONEN, *Green energy – the road to a Danish energy system without fossil fuels*, Report, settembre 2010.

verso fonti “innovative” come la maremotrice. Per fare ciò ovviamente è necessario avere dei fondi e che questi fondi siano garantiti per un periodo determinato e che siano comunque non inferiori rispetto a quelli complessivamente previsti per il 2010.

Quanto alle tecnologie da implementare, la principale rimane senza dubbio l'eolico. Le stime dell'Agenzia Danese per l'Energia mostrano che per il 2050 la potenza complessiva installata dovrà essere compresa tra 10.000 MW e 18.500 MW, rispetto al dato registrato a fine 2008 (ovvero 3,150 MW). In particolare, per evitare possibili complicazioni dal punto di vista sociale, si raccomanda una crescita progressiva e costante tra i 100 MW e i 300 MW annui nel periodo 2015-2025. Al fine di raggiungere questi livelli di produzione, si renderà necessario procedere ad una rivisitazione complessiva delle norme che presiedono alla pianificazione in modo da garantire tempistiche più rapide senza, peraltro, limitare la partecipazione dei cittadini ai processi decisionali.

In merito agli impianti off-shore, l'obiettivo sarà, invece, quello di rivedere le procedure di appalto finora caratterizzatesi per una certa lentezza e, soprattutto, per l'assenza di una reale competizione. La partecipazione di più soggetti alle gare permetterebbe di diminuire le tariffe da corrispondere ai proprietari e consentirebbe, conseguentemente, di ridurre le bollette elettriche pagate dai consumatori o di deviare i costi evitati verso altri progetti. Affinché altri soggetti (anche stranieri) si affaccino al mercato danese è, però, necessario adottare una pianificazione di lungo periodo che individui sin d'ora le aree idonee allo sviluppo degli impianti off-shore.

Anche il contributo futuro delle biomasse e del biogas è tenuto in grande considerazione. Il già citato *Aftale om Grøn Vækst*⁵⁹³ del 2009 fissa target ambiziosi, come quello di destinare il 50% dei reflui zootecnici per la produzione di energia; analogamente, si mira all'ottimizzazione tecnica, economica ed ambientale delle risorse forestali con particolare riferimento alle operazioni di raccolta nei popolamenti giovani e di scarsa qualità, che forniscono soprattutto biomassa per uso industriale ed energetico.

Tale accordo prevede, oltre ad incentivi per implementare queste fonti, anche l'eliminazione di tutte quelle barriere di carattere non economico che rallentano l'espansione degli impianti. In questo senso, la Legge sulla Pianificazione è già stata emendata in modo da permettere ai Comuni di comprendere nei propri strumenti di pianificazione⁵⁹⁴ anche le centrali a biogas e biomasse. A tal fine, il

⁵⁹³ Pag. 145 e ss.

⁵⁹⁴ Legge 1027 del 2008.

Governo nominerà una squadra di tecnici esperti che dovranno coadiuvare i Comuni nelle decisioni.

Tra le tecnologie innovative, le celle a combustibile⁵⁹⁵ dovrebbero trovare un'estesa applicazione futura; si stima che entro il 2015 molte delle famiglie danesi potranno dotarsi di micro impianti di cogenerazione a celle combustibili con dimensioni non maggiori di una lavastoviglie. I carburanti inizialmente usati saranno gas naturale e metanolo, per poi passare anche ai biocarburanti. Per un'efficace promozione della ricerca in questo campo è stata stipulata nel 2009 un'importante partnership⁵⁹⁶ tra il Governo Danese (che ha messo a disposizione fondi per 25 milioni di DKK), la Confederazione degli Industriali Danesi (DI) e i laboratori scientifici Risø-DTU.

Infine, per migliorare l'efficienza energetica e l'utilizzo di fonti rinnovabili, anche il sistema pubblico è chiamato a dare il buon esempio; un esempio, peraltro, non confinato al ruolo di semplice testimonianza dal momento che la pubblica amministrazione rappresenta il 4% del consumo finale di energia. Già con *Ecocities* ed altri programmi simili sono stati previsti interventi che mirano all'ottenimento dell'indipendenza energetica degli edifici pubblici, tuttavia queste buone pratiche dovrebbero essere estese a tutti gli edifici pubblici. In questo senso il rapporto della *Klimakommissionen*⁵⁹⁷ prevede che ogni pubblica amministrazione debba rendere pubbliche tutte le iniziative intraprese, nonché i dati sui consumi energetici dei singoli edifici.

⁵⁹⁵ Si tratta di un dispositivo elettrochimico che permette di ottenere elettricità direttamente da certe sostanze, tipicamente da idrogeno ed ossigeno, senza che avvenga alcun processo di combustione termica.

⁵⁹⁶ J. BUTLER, A. DEHAMNA, *Survey of Denmark*, Fuel cell today 2009, in www.fuelcelltoday.com

⁵⁹⁷ Il tema è trattato nel rapporto della *Klimakommissionen* alle pagine 61 e seguenti.

CAPITOLO IV - L'INCENTIVAZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI IN ITALIA. PROFILI CRITICI E POSSIBILI SOLUZIONI

A. INTRODUZIONE

Da un'analisi dei dati sulla produzione delle energie rinnovabili in Italia forniti negli annuali report⁵⁹⁸ da Enea⁵⁹⁹ Terna⁶⁰⁰ e dal GSE⁶⁰¹, sembra delinearsi un quadro in chiaro scuro. Nel 2008 le fonti rinnovabili di energia hanno contribuito complessivamente al consumo interno lordo (CIL) italiano di energia per una percentuale di poco superiore al 9,6% e sarà assai arduo raggiungere il target del 17% previsto dalla Direttiva 2009/28/CE⁶⁰².

Senza dubbio migliori i dati relativi al solo settore dell'energia elettrica. Per il 2009 la produzione effettiva è stata pari a 69.330 GWh (produzione normalizzata 63.422 GWh)⁶⁰³, arrivando a coprire il 20,8% del consumo interno lordo di energia elettrica (rispetto al 18% dell'anno precedente). Ad influenzare questo risultato concorrono diversi fattori, anche climatici, come le abbondanti piogge.

Inoltre, altri fattori consentono di leggere i risultati sopraesposti in un modo più critico; se si guarda alla diminuzione complessive del consumo interno lordo di energia elettrica (62945 GWh, pari a circa il 6% rispetto al 2008), in larga parte imputabile alla crisi economica e non certo a comportamenti più virtuosi da parte di consumatori ed imprese, si può argomentare che, a fronte di una futura (e auspicabile) ripresa, la percentuale delle FER sul totale del consumo lordo di

⁵⁹⁸ *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia. Pre-consuntivi 2009*, presentato da Terna il 10 marzo 2010, *Impianti a fonti rinnovabili 2009. Rapporto statistico*, presentato da GSE nel novembre 2010 e *Le fonti rinnovabili 2010* a cura di ENEA.

⁵⁹⁹ L'ENEA, Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile è finalizzata alla ricerca e all'innovazione tecnologica nonché alla prestazione di servizi avanzati nei settori dell'energia, con particolare riguardo al settore nucleare, e dello sviluppo economico sostenibile. L'ENEA svolge attività di ricerca e attività di Agenzia, a supporto della PA, delle imprese, dei cittadini. (Fonte: www.enea.it).

⁶⁰⁰ Terna - Rete Elettrica Nazionale Società per Azioni (Terna S.p.A.) è la società responsabile in Italia per la trasmissione dell'energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione su tutto il territorio nazionale.

⁶⁰¹ Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) è una società per azioni a capitale pubblico che ha un ruolo centrale nella promozione, incentivazione e sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia. Azionista unico del GSE è il Ministero dell'Economia e delle Finanze, che esercita i diritti dell'azionista con il Ministero dello Sviluppo Economico.

⁶⁰² L'obiettivo previsto in sede UE deve essere considerato come la somma del consumo finale lordo di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili, del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili per il riscaldamento e il raffreddamento ed, infine, del consumo finale di energia da fonti energetiche rinnovabili nei trasporti.

⁶⁰³ La produzione normalizzata è pari a 63.422 GWh, questa differisce dalla precedente perché, per la fonte idraulica e eolica, sono stati considerati valori depurati dalla componente climatica attraverso l'applicazione delle formule indicate dalla direttiva 28/2009/CE.

energia elettrica si riadeguerà ai livelli del 2008. E' pur vero che alcune fonti, come l'eolico (+25%) e il fotovoltaico (+288%) hanno avuto una forte espansione, ma il recente crollo del prezzo dei certificati verdi ed i mutamenti normativi⁶⁰⁴ introdotti rispetto a Conto Energia potrebbero determinare un calo produttivo di cui già ora si avvertono le avvisaglie⁶⁰⁵. È da notare, quindi, come complessivamente negli ultimi anni la produzione rinnovabile italiana sia cresciuta molto poco o si sia mantenuta pressoché stabile, nonostante una crescita della fonte eolica, a causa di una sostanziale stasi della preponderante produzione idroelettrica⁶⁰⁶, di fatto quasi giunta alla saturazione del potenziale economicamente sfruttabile.

Diverse sono le cause che giustificano una crescita rallentata e non rispondente agli standard richiesti in sede comunitaria e, in generale, alla potenzialità produttive delle rinnovabili in Italia. In primo luogo, si registra una forte componente di incertezza dovuta ai continui mutamenti nel quadro politico ed all'ambiguità delle politiche in campo energetico ed ambientale messe in campo dall'attuale maggioranza di Governo.

Questa situazione, unita ad un'assoluta mancanza di pianificazione in ambito energetico (a cui solo recentissimamente si è cercato di ovviare) si ripercuote in una sostanziale opacità del quadro normativo, soprattutto per ciò che concerne gli incentivi economici⁶⁰⁷. L'assenza di riferimenti normativi certi scoraggia gli investimenti nel settore, investimenti che potrebbero essere attratti tanto dal ricco (anche se instabile) ventaglio di incentivi nazionali e regionali quanto dalle naturali potenzialità del territorio italiano.

Non mancano, poi, i problemi di natura infrastrutturale, che si concretizzano nell'esigenza di adeguare la rete di distribuzione alle necessità imposte da una rilevante produzione energetica da fonti rinnovabili. Non ci si riferisce solo alle infrastrutture materiali, poiché anche in questo settore, come in molti altri del

⁶⁰⁴ Infra pag. 212 e ss.

⁶⁰⁵ Sul sito dell'ANEV (Associazione dei Produttori da energia eolica) si possono già leggere dati alquanto allarmanti per il 2010. In particolare, si registra per la prima volta un crollo del 25% delle installazioni, determinato principalmente dal crollo del prezzo dei certificati verdi (-40%) sceso sotto il livello minimo necessario a consentire gli investimenti.

⁶⁰⁶ Diversamente da altri Paesi, in Italia buona parte della produzione di energia rinnovabile deriva dalla fonte idroelettrica (circa il 71%), grazie soprattutto allo sfruttamento dei corsi d'acqua alpini.

⁶⁰⁷ Ne è un triste esempio la vicenda dell'articolo 45 della manovra finanziaria 2010 (Decreto Legge n. 78 del 31 maggio 2010), che, nella versione originaria, toglieva al Gestore del servizio energetico (GSE) il compito di creare il prezzo di base dei certificati verdi acquistandone l'eccesso. Il non riacquisto dei certificati in eccesso avrebbe fatto venir meno la sicurezza dei ricavi da parte di chi investe perché non vi sarebbe stata alcuna garanzia sul fatto che il prezzo dei certificati verdi rimanesse sopra una certa soglia. Fortunatamente il nuovo testo dell'articolo 45 della manovra finanziaria reintroduce l'obbligo, per il GSE, di ritiro dei certificati verdi, anche se prevede il taglio del 30% dei sussidi per il 2011. Inevitabile, comunque, che una simile schizofrenia da parte del legislatore abbia generato un clima di sostanziale sfiducia negli investitori.

sistema produttivo italiano, il potenziamento dell'investimento in ricerca e sviluppo risulta fondamentale per compiere i progressi tecnologici necessari, fra l'altro, a rendere l'energia da fonti rinnovabili competitiva con le fonti tradizionali anche dal punto di vista dei costi di produzione.

Oltre al dato economico, la situazione italiana si caratterizza anche da una mancata modifica, in senso efficientista, delle procedure amministrative che regolano l'autorizzazione alla realizzazione di nuovi impianti. Alla formale recezione delle norme comunitarie non pare, infatti, accompagnarsi un adattamento dell'apparato burocratico-amministrativo, che dovrebbe passare anche attraverso un sistematico coordinamento tra le autorità coinvolte, a vario livello, nei processi autorizzativi.

In stretta connessione con la problematica appena esposta sono i frequenti ricorsi amministrativi contro i nuovi impianti e le resistenze degli enti e delle comunità locali, che determinano sovente un rallentamento del già farraginoso procedimento di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili. Si tratta della cosiddetta sindrome NIMBY⁶⁰⁸, ovvero del generalizzato atteggiamento di opposizione alla costruzione di impianti ed infrastrutture da parte delle popolazioni, preoccupate per potenziali ricadute negative. Tale ostilità non riguarda tanto l'impianto in sé quanto la sua localizzazione. Si giunge perciò al paradosso di protestare contro un'opera generalmente riconosciuta come essenziale o, quantomeno, utile⁶⁰⁹.

E' quindi evidente come, anche sulla scorta di altre esperienze nazionali, un'efficace strategia di implementazione delle fonti energetiche rinnovabili non possa prescindere da fattori di diversa natura (politici, economici, sociali, normativi...), ma tra loro strettamente connessi.

B. LE PRIME FORME DI SOSTEGNO ALLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI. IL CIP N. 6/1992

1. IL PIANO ENERGETICO NAZIONALE DEL 1988 E LA LEGGE N. 9/1991

Uno dei più gravi difetti, tra quelli già evidenziati, che limitano fortemente l'efficacia delle politiche italiane nel campo delle rinnovabili è la mancanza di una pianificazione energetica. Non è che una programmazione energetica sia del tutto

⁶⁰⁸ Not in my back yard. Trad.: Non nel mio giardino

⁶⁰⁹ Sul tema dell'accettabilità sociale delle fonti rinnovabili è in corso un interessante studio da parte del Dipartimento di Ingegneria Elettrica dell'Università di Padova. (www.accettabilitasociale.com)

assente nella storia italiana, tuttavia gli ultimi interventi a carattere generale risalgono ormai a più di vent'anni fa. I primi (e finora unici) documenti di programmazione energetica predisposti dal Ministero dell'Industria⁶¹⁰ si riferiscono agli anni settanta e ottanta. Si possono qui ricordare i piani del 1975, 1977, 1981, 1986 e, infine, l'ultimo aggiornamento risalente ormai al 1988.

Con l'ultimo Piano Energetico Nazionale (PEN)⁶¹¹ le energie rinnovabili iniziano a giocare un ruolo decisivo nell'ambito della programmazione energetica. Il Piano, infatti, è ispirato a criteri di promozione dell'uso razionale dell'energia e del risparmio energetico; tutela dell'ambiente e della salute; adozione di norme per gli autoproduttori e sviluppo progressivo delle fonti di energia rinnovabile.

Il PEN, infatti, propone una riduzione progressiva della dipendenza dalle fonti fossili anche attraverso una limitazione del rilascio di nuove autorizzazioni per gli impianti alimentati da combustibili tradizionali. Come compensare questa diminuzione?

Di certo non con la produzione termonucleare, dato che i tre referendum del 1987 hanno, di fatto, sancito l'uscita dall'opzione termonucleare. Preso atto di ciò, le strategie del PEN passano attraverso un consistente aumento delle importazioni dall'estero nonché attraverso un incremento delle cogenerazione e delle fonti rinnovabili che avrebbero dovuto coprire circa il 15% della domanda interna.

Per raggiungere questo obiettivo, il Piano considera come prioritaria la cosiddetta "generazione distribuita", che consiste nella realizzazione di un gran numero di impianti di taglia medio-piccola; questo perché il PEN considera, da una parte, la non fattibilità di nuove centrali idroelettriche di grandi dimensioni e di nuovi impianti geotermici e, dall'altra, le difficoltà tecniche ed economiche legate all'eolico ed al fotovoltaico.

Evidentemente una produzione di energia da fonti rinnovabili diffusa sul territorio diventa possibile solo se si supera il "monopolio energetico" dell'ENEL, impossibilitata a costruire e gestire una miriade di impianti sparsi per il territorio nazionale e solo in presenza di incentivi economici che rendano convenienti gli investimenti nel settore.

⁶¹⁰ Il Ministero dell'Industria ha cambiato più volte nome. Tra le denominazioni precedenti Ministero del Commercio dell'Industria e dell'Artigianato (fino al 1999) e Ministero delle Attività Produttive (fino al 2006).

⁶¹¹ Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia, approvato dal Consiglio dei Ministri il 10 agosto 1988.

In risposta alle sollecitazioni provenienti dal PEN 1988, all'inizio del 1991 vengono adottati due importanti provvedimenti, la Legge n. 9/1991⁶¹² e la Legge n. 10/91⁶¹³. In particolare, la legge 9/91 ha rappresentato il primo concreto passo verso la liberalizzazione del settore⁶¹⁴ (in seguito a quello più timido della Legge 308/82⁶¹⁵), rendendo libera l'attività di produzione dell'energia elettrica purché derivante da fonti rinnovabili e assimilate, come la cogenerazione e quelle da rifiuti e residui di lavorazioni⁶¹⁶. L'energia così generata può essere usata per autoconsumo, concessa ad aziende dello stesso gruppo di appartenenza, ceduta ad aziende di uno stesso consorzio, previa autorizzazione del Ministero dell'Industria o ceduta all'ENEL.

In base all'articolo 22, per le convenzioni stipulate tra le imprese e l'Enel relative alle eccedenze, viene demandato al Comitato interministeriale prezzi (CIP) il compito di stabilire i prezzi di cessione in base al criterio dei costi evitati e quello di aggiornarli con ricorrenza biennale, "assicurando prezzi e parametri incentivanti nel caso di nuova produzione di energia elettrica ottenuta da fonti energetiche rinnovabili ed assimilate". Il CIP viene, inoltre, investito della funzione di definire le condizioni tecniche generali per l'assimilabilità a fonte rinnovabile.

2. IL CIP 6/92. LE FONTI RINNOVABILI AMMESSE E LE CONVENZIONI DI CESSIONE

Il CIP, con il provvedimento n. 6 del 29 aprile 1992, ha così calcolato i prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonte rinnovabile e assimilata, considerando i principi del "costo evitato" di combustibile e il maggior costo sostenuto per l'impiego di fonti rinnovabili e ha fornito una classificazione degli impianti utilizzanti fonti rinnovabili e fonti assimilate⁶¹⁷.

⁶¹² Legge 9 gennaio 1991, n. 9 "Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali." (G.U. 16 gennaio 1991, n. 13)

⁶¹³ Legge 9 gennaio 1991, n. 10 "Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia" (G.U. 16 gennaio 1991, n. 13)

⁶¹⁴ D. ARDOLINO, *L'intervento pubblico nel settore energetico: l'incentivazione della produzione da fonti energetiche rinnovabili*, in *Innovazione e Diritto* n. 1/ 2009.

⁶¹⁵ Legge del 29 maggio 1982, n. 308 "Norme sul contenimento dei consumi energetici, lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia e l'esercizio di centrali elettriche alimentate con combustibili diversi dagli idrocarburi". (G.U. 7 giugno 1982, n. 154)

⁶¹⁶ G. MOLINARI, *La nuova disciplina del settore elettrico ed il quadro normativo di riferimento*, in *Diritto&Diritti*, gennaio 2001.

⁶¹⁷ L. AMEDEO, *I prezzi di cessione dell'energia elettrica nelle convenzioni Cip 6 e iscrizione dei ricavi a bilancio*, in G. BONARDI, C. PATRIGNANI, *Energie alternative e rinnovabili*, Ipsoa 2010

In particolare, il CIP n. 6/92 distingue tra impianti alimentati da fonti rinnovabili ("il sole, il vento, l'energia idraulica, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di prodotti vegetali"), quelli alimentati da fonti assimilate alle rinnovabili ("quelli di cogenerazione, intesa come produzione combinata di energia elettrica e di calore; quelli che utilizzano calore di risulta, fumi di scarico ed altre forme di energia recuperabile in processi e in impianti; nonché quelli che utilizzano gli scarti di lavorazione e/o di processi e quelli che utilizzano fonti fossili prodotte esclusivamente da giacimenti minori isolati") e, infine, quelli alimentati da fonti convenzionali ("quelli per la sola produzione di energia elettrica che utilizzano combustibili fossili commerciali ed altri impianti non rientranti nelle lettere precedenti").

Le tariffe incentivanti si applicano tanto agli impianti alimentati da fonti rinnovabili quanto a quelli alimentati da fonti assimilate con l'incredibile risultato di ammettere all'incentivazione, tra gli altri, anche gli impianti a cogenerazione (anche se alimentati a petrolio!) e gli impianti che utilizzano gli scarti dei processi industriali.

Il CIP 6 prevede, comunque, che gli "assimilati" per essere considerati tali devono rispondere a ben determinate condizioni tecniche, ovvero l'indice energetico IEN deve essere maggiore o pari a 0,51⁶¹⁸. L'attestazione del rispetto della suddetta condizione deve essere trasmessa, unitamente a tutta la documentazione progettuale, al Ministero dell'Industria che comunque conserva il potere di disporre verifiche in corso d'esercizio.

La cessione dell'energia elettrica CIP 6/92 all'ENEL viene regolata da una convenzione tra il produttore CIP 6/92 e l'Enel. A questo scopo, il Ministero dell'Industria, con il Decreto Ministeriale 25 settembre 1992⁶¹⁹, ha approvato le convenzioni-tipo, previste dalla Legge n. 9/91, a cui devono conformarsi sia i produttori terzi che l'ENEL per la cessione, il vettoriamento, lo scambio e la produzione per conto della nuova energia prodotta da impianti utilizzando fonti

⁶¹⁸ L'indice energetico IEN è un parametro introdotto dal provvedimento Cip n. 6/92 calcolabile come:

$$IEN = \frac{E_e}{E_c} + \frac{1}{0,9} \cdot \frac{E_t}{E_c} - a \geq 0,51$$

dove E_e rappresenta l'energia elettrica prodotta annualmente, E_t è l'energia termica utile, E_c è l'energia derivante da combustibili fossili e "a" è un parametro dipendente E_e ed E_c . L'indice energetico è stato definito per stabilire se un impianto termoelettrico potesse essere assimilato ad un impianto a fonti rinnovabili. La soglia del 51% rappresenta l'efficienza massima degli impianti a ciclo combinato quando è entrato in vigore il provvedimento. Adesso tale limite è vicino al 60 %.

⁶¹⁹ Decreto Ministeriale 25 settembre 1992 "Approvazione della convenzione-tipo prevista dall'art. 22 legge 9/1991, recante norme per attuazione del nuovo piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia e disposizioni finali" (G.U. 6 ottobre 1992, n. 235)

rinnovabili e assimilate. Il decreto ministeriale, inoltre, demanda all'ENEL la verifica semestrale delle condizioni prescritte ai fini delle convenzioni preliminari.⁶²⁰

La stipula della convenzione rimane comunque vincolata alla positiva valutazione della compatibilità del progetto con la programmazione degli incrementi di capacità produttiva, a livello nazionale e locale, e quindi con gli obiettivi di sviluppo delle reti, di diversificazione delle fonti energetiche, di risparmio energetico e di protezione dell'ambiente. In questo senso si costituisce una sorta di graduatoria che indica come prioritari gli interventi relativi ad impianti che utilizzano fonti rinnovabili propriamente dette e ad impianti alimentati da fonti assimilate con potenza elettrica fino a 10 MW⁶²¹.

3. IL SISTEMA TARIFFARIO CIP 6

Per la determinazione dei prezzi di cessione, il Titolo II del CIP 6, come sopra ricordato, si basa sulla considerazione del “costo evitato” all'ENEL e del “maggior costo” che l'operatore ha per l'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili o assimilate⁶²².

Nel dettaglio, la componente del prezzo di cessione “costo evitato” si compone in: “costo evitato di impianto” (CEI), che corrisponde al costo non sostenuto dall'Enel nella produzione di 1 kWh di energia elettrica, imputabile alla costruzione di un impianto di produzione; “costo evitato di esercizio” (CEE), che è pari al costo unitario evitato dall'Enel nella produzione di 1 kWh di energia elettrica, imputabile all'esercizio/manutenzione di un impianto di produzione; “costo evitato di combustibile” (CEC) che equivale al costo evitato dall'Enel nella produzione di 1 kWh di energia elettrica, imputabile nell'acquisto del combustibile. Il valore della componente “maggior costo” si differenzia sulla base della fonte utilizzata, essendo più elevato per le fonti energetiche che presentano un costo di produzione maggiore.

⁶²⁰ Quanto alla durata delle convenzioni CIP 6, precedentemente siglate con ENEL e oggi passate nella titolarità del GSE, essa è variabile tra i 15 e i 20 anni.

⁶²¹ All'interno della graduatoria di priorità seguono, in ordine decrescente:

1. impianti atti ad utilizzare carbone o gas prodotto dalla gassificazione di qualunque combustibile o residuo; impianti destinati esclusivamente a funzionamenti in emergenza;
2. impianti con potenza maggiore di 10 MW che utilizzano combustibili di processo o residui non altrimenti utilizzabili, sia per ragioni tecniche che economiche, con impiego di combustibili fossili nella quantità strettamente indispensabile all'utilizzo degli stessi combustibili di processo o residui, impianti utilizzando fonti fossili esclusivamente da giacimenti minori isolati;
3. altri impianti, con potenza maggiore di 10 MW, ordinati in funzione dell'indice energetico len.

⁶²² E. VICENTINI, *Lo sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia*, Tesi di dottorato in economia e politica agroalimentare a.a. 2008/2009. Università degli Studi di Padova, relatore Prof. Gabriele Canali.

L'aggiornamento dei prezzi, secondo il punto 7 del titolo II del CIP 6, è demandato alla Cassa conguaglio per il settore elettrico⁶²³ che, entro il mese di aprile di ciascun anno, con decorrenza dall'1 gennaio dello stesso anno, deve provvedere agli adeguamenti delle varie componenti. In particolare le componenti CEI, CEE e "maggior costo" vengono aggiornati sulla base della variazione dell'indice ISTAT dei prezzi al consumo per l'intera collettività nazionale registrata nell'anno solare precedente, mentre la componente CEC, "in base alla variazione percentuale registrata tra il valore medio del prezzo del metano per l'anno 1992 riferito a forniture continue per centrali termoelettriche a ciclo combinato, con consumo superiore a 50 milioni di metri cubi rispetto a quello dell'anno 1991".

Quest'ultima disposizione concernente la componente CEC è stata modificata con Decreto Ministeriale del 4 agosto 1994⁶²⁴, secondo il quale per l'adeguamento del CEC ci si debba riferire all'accordo Snam/Confindustria ("Contratto di lungo termine per la somministrazione di gas per la produzione di energia elettrica per cessione ai terzi"), nonché ad eventuali modifiche normative che comportino maggiori costi o costi aggiuntivi⁶²⁵.

La maggiore criticità del sistema di incentivazione CIP 6 è rappresentata dai suoi costi, che vanno a gravare, in gran parte, sui cittadini. Se è vero che, nella versione originaria del provvedimento, i costi relativi alle componenti CEI e CEE sono sopportati dall'acquirente dell'energia elettrica, ovvero dall'impresa distributrice, mentre il CEC e l'ulteriore componente "maggior costo" sono rispettivamente a carico del "Conto per l'onere termico" e del "Conto sovrapprezzo per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate", istituiti presso la Cassa; questi conti vengono inizialmente alimentati da specifiche componenti della tariffa di fornitura dell'energia elettrica, applicata dai distributori ai clienti finali.

⁶²³ La Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) è un ente pubblico non economico, istituito con provvedimento CIP n. 34/1974, che, in qualità di *"ente tecnico della contabilità dei sistemi energetici"*, svolge da oltre 35 anni la sua attività nei settori elettrico e del gas con competenze in materia di riscossione delle componenti tariffarie e di gestione ed erogazione di contributi pubblici al fine di garantire, anche mediante interventi di perequazione, il funzionamento dei sistemi in condizioni di concorrenza, sicurezza ed affidabilità.

⁶²⁴ Decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato del 4 agosto 1994 "Modificazioni e integrazioni al provvedimento CIP n.6/1992 in materia di prezzi di cessione dell'energia elettrica"

⁶²⁵ In applicazione di tale principio, l'AEEG ha riconosciuto ai titolari di impianti alimentati da fonti assimilate alle rinnovabili destinatari delle incentivazioni Cip n. 6/92 e non in grado di soddisfare la definizione di cogenerazione di cui alla deliberazione 19 marzo 2002, n. 42/02, l'onere derivante dall'acquisto di certificati verdi. Si veda la deliberazione AEEG 16 giugno 2006, n. 113.

4. L'ISTITUZIONE DELL'AEEG E LA CHIUSURA DEL CIP 6

Con la Legge 14 novembre 1995, n. 481⁶²⁶ che istituisce l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG), si assiste ad un radicale mutamento delle competenze in ambito energetico anche con riguardo alle funzioni di regolazione del settore.

In particolare, all'AEEG sono state trasferite "tutte le funzioni amministrative esercitate da organi statali e da altri enti e amministrazioni pubblici, anche a ordinamento autonomo, relative alle sue attribuzioni", comprese quelle esercitate dal Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, nonché quelle del Cip⁶²⁷. In forza di questa disposizione, all'AEEG è stato delegato il compito della determinazione delle tariffe elettriche e dei relativi sovrapprezzi.

In questo contesto, interviene il Decreto Legge 13 settembre 1996, n. 473⁶²⁸, che, all'articolo 1, comma 2, stabilisce che, a decorrere dal 30 giugno 1997, non sarà più ammissibile alcun onere aggiuntivo, a parte le imposte, al di fuori delle tariffe che saranno determinate dall'AEEG, e che il sovrapprezzo per la copertura dell'onere termico e gli altri sovrapprezzi comunque denominati, purché non destinati alle entrate dello Stato, saranno inglobati nella tariffa, in misura comunque coerente con le normali condizioni della concorrenza e del mercato".

Sulla base di questo articolo, l'AEEG, con la Deliberazione 26 giugno 1997, n. 70⁶²⁹, all'art. 1, attua una sostanziale rideterminazione della tariffa elettrica scomponendola nella parte A e B. Nella parte A è prevista una specifica componente tariffaria A3, che include il sovrapprezzo termico (solo per la quota necessaria alla copertura del CEC) e il sovrapprezzo nuovi impianti. L'articolo 5 della medesima Deliberazione, invece, istituisce presso la Cassa Conguaglio Settore Elettrico il "Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate" che incorpora il "Conto sovrapprezzo per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate", alimentato dal gettito della componente tariffaria A3.

Il notevole impatto economico del CIP 6, a cui non fa da contraltare un significativo beneficio in termini ambientali⁶³⁰, porta l'esecutivo allora in carica a riconsiderare complessivamente questa forma di incentivo. Così l'articolo 1 del

⁶²⁶ Legge 14 novembre 1995, n. 481 "Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità" (G.U. 18 novembre 1995, n. 270)

⁶²⁷ Art. 2 comma 14 e art. 3 comma 1, della L 481/95.

⁶²⁸ Decreto Legge n. 473 del 13 Settembre 1996 "Disposizioni urgenti in materia di trasparenza delle tariffe elettriche" (G.U. 14 Settembre 1996, n. 216)

⁶²⁹ Deliberazione 26 giugno 1997, n. 70 "Razionalizzazione ed inglobamento nella tariffa elettrica dei sovrapprezzi non destinati alle entrate dello Stato"

⁶³⁰ Basti pensare che ancora a fine 2007 gli impianti CIP6 attivi risultavano essere 374, di cui l'88% circa da fonti rinnovabili, con una potenza contrattuale di 7.641 MW, di cui soltanto il 31% circa da fonti rinnovabili.

Decreto del Ministro dell'Industria 24 gennaio 1997⁶³¹ ha, di fatto, disposto la chiusura del meccanismo CIP 6, continuando ad applicare il meccanismo dei prezzi e dei contributi previsti solo a specifiche categorie di impianti:

- gli impianti delle imprese produttrici-distributrici (Enel e alcune imprese elettriche degli enti locali) già realizzati e in corso di realizzazione alla data di entrata in vigore del decreto, 22 febbraio 1997. A questi si aggiungono gli impianti sia delle imprese produttrici-distributrici sia di produttori terzi oggetto di interventi di potenziamento e di rifacimento in corso di realizzazione o già ultimati alla data del 22 febbraio 1997.

- le iniziative e proposte di cessione previste dall'art. 3 della Legge n. 481/1995, ovvero: le iniziative dei produttori terzi "prescelte" fino al 19 novembre 1995, data di entrata in vigore della Legge 481/95, ai fini della stipula delle convenzioni, anche preliminari, previste dal Decreto Ministeriale 25 settembre 1992⁶³²; le proposte di cessione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili propriamente dette, presentate all'Enel entro il 31 dicembre 1994; le proposte di cessione di energia elettrica che utilizzano gas d'altoforno o di cokeria presentate all'Enel entro il 31 dicembre 1994 a condizione che permanga la necessaria attività primaria dell'azienda⁶³³.

Con l'entrata in vigore del Decreto Bersani (D.Lgs. n. 79/99)⁶³⁴ si assiste ad un radicale cambiamento nei meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili; il meccanismo dei certificati verdi va, infatti, a sostituire il sistema del CIP 6. In particolare, l'articolo 15, comma 2 stabilisce, a carico dei soggetti beneficiari delle incentivazioni CIP 6, l'obbligo di presentare all'AEEG entro il 31 marzo 2000 le autorizzazioni necessarie alla costruzione degli impianti non ancora in esercizio, prevedendo altresì che il mancato adempimento avrebbe comportato la decadenza da ogni diritto alle incentivazioni medesime. Successivamente, il termine di presentazione delle autorizzazioni all'AEEG viene prorogato,

⁶³¹ Decreto ministeriale 24 gennaio 1997 "Disposizioni in materia di cessione dell'energia elettrica di nuova produzione a fonti rinnovabili ed assimilate" (G.U. 22 febbraio 1997, n. 44).

⁶³² Tra le "iniziative prescelte" sono inclusi gli impianti compresi nelle convenzioni-quadro stipulate dall'Enel prima dell'entrata in vigore della Legge n. 9/91, secondo i criteri disposti dal Decreto Ministeriale 25 settembre 1992. Sono inclusi anche gli impianti ammessi a cedere energia elettrica a seguito della verifica operata dall'Enel e dai proponenti fino al 30 giugno 1995 (VI graduatoria). Il decreto ministeriale 24 gennaio 1997 sancisce infatti che le nuove proposte di cessione di energia elettrica pervenute successivamente a tale data (e che hanno dato origine alla formazione della VII, VIII e IX graduatoria) non potranno essere soggette alla verifica.

⁶³³ Si tratta degli impianti alimentati a gas siderurgico della società Ise di Piombino e della Società Triestina Energia di Servola.

⁶³⁴ Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79 "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica" (G.U. 31 marzo 1999, n. 75).

dall'articolo 34 della Legge 273/2002⁶³⁵, fino al 31 dicembre 2002, fermo restando che le stesse devono esser state rilasciate entro il 31 marzo 2000.

Il Decreto Bersani (art. 3 comma 12), inoltre, dispone la cessione, da parte dell'ENEL spa al GRTN spa (ora GSE spa), dei diritti e delle obbligazioni relative all'acquisto di energia elettrica prodotta da altri operatori nazionali. Il GSE è dunque subentrato nei rapporti contrattuali in essere tra ENEL ed altri operatori nazionali e dal 1° gennaio 2001 ritira le cosiddette "eccedenze" di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui alla citata legge n. 9/91, offerta dai produttori ai prezzi determinati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in applicazione del criterio del costo evitato (più la quota incentivante per il periodo in cui è dovuta), oltre a divenire titolare delle convenzioni CIP 6.

Il Decreto del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato del 21 novembre 2000⁶³⁶ ha, inoltre, previsto la cessione dell'energia elettrica ritirata dal GRTN (ora GSE) a clienti idonei e alla società Acquirente Unico S.p.A. (AU) mediante procedure concorsuali, atte a ridurre la differenza (negativa) tra il prezzo di acquisto, stabilito dal CIP n. 6/92, e la somma dei ricavi derivanti dalle stesse procedure concorsuali.

Questo sistema viene modificato nel 2005, in concomitanza con l'avvio del mercato dell'energia, con l'adozione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico di un nuovo schema per l'assegnazione dell'energia CIP6, così articolato⁶³⁷:

- il GSE offre l'energia CIP6 direttamente sul mercato dell'energia (mediante la formulazione di offerte orarie di vendita determinata in funzione della programmazione giornaliera della produzione degli impianti);
- la capacità assegnabile (definita di anno in anno sulla base del volume annuo di energia che il GSE prevede di ritirare) viene assegnata in parte agli operatori del mercato libero e, per la parte residua, all'Acquirente Unico;

⁶³⁵ Legge 12 dicembre 2002, n. 273 "Misure per favorire l'iniziativa privata e lo sviluppo della concorrenza" (G.U. 14 dicembre 2002, n. 293).

⁶³⁶ Decreto Ministeriale del 21 novembre 2000 "Cessione dei diritti e delle obbligazioni relativi all'acquisto di energia elettrica prodotta da altri operatori nazionali, da parte dell'ENEL S.p.a. al Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.a." (G.U. 30 novembre 2000, n. 280).

⁶³⁷ Si vedano i Decreti del Ministero delle Attività produttive 24 dicembre 2004: "Direttiva ministeriale ai fini della partecipazione attiva della domanda al Sistema Italia 2004" e "Determinazione delle modalità per la vendita sul mercato, per l'anno 2005, dell'energia elettrica, di cui all'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, da parte del Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A".

- il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico fissa, anno per anno, un prezzo di assegnazione⁶³⁸;

- ciascun soggetto assegnatario stipula con il GSE un contratto per differenza in base al quale riceve o versa, in funzione della capacità assegnata, la differenza tra il prezzo medio di mercato (PUN) e il prezzo di assegnazione.

5. GLI INCENTIVI CIP6 NELLE LEGGI FINANZIARIE 2007 E 2008

Con la Legge 27 dicembre 2006, n. 296⁶³⁹ (Legge Finanziaria per il 2007), la concessione degli incentivi pubblici di competenza statale (quindi i certificati verdi ed il CIP 6) viene limitata alle sole fonti rinnovabili in senso stretto.

La Legge, intervenuta per rendere la normativa nazionale in materia maggiormente aderente alla direttiva comunitaria 2001/77/CE, ha, infatti, previsto, in primo luogo, che gli incentivi pubblici a favore delle fonti rinnovabili vengano destinati esclusivamente alla produzione di energia elettrica prodotta da fonti di energia rinnovabile così come definite dalla direttiva stessa, non ammettendo all'incentivazione le fonti "assimilate". In particolare, i commi da 1117 a 1120 dell'articolo 1, hanno escluso la possibilità di sovvenzionare l'energia prodotta dai rifiuti e dai combustibili da rifiuti, facendo tuttavia salvi i finanziamenti e gli incentivi concessi, ai sensi della previgente normativa, ai soli impianti già autorizzati e di cui fosse stata avviata concretamente la realizzazione anteriormente all'entrata in vigore della medesima legge finanziaria, ivi comprese le convenzioni CIP 6 destinate al sostegno delle fonti energetiche assimilate.

La legge finanziaria per il 2008⁶⁴⁰ (Legge 244 del 2007) ha successivamente modificato (comma 136 dell'art. 2) la disposizione di cui all'articolo 1, comma 1117, della Legge Finanziaria dell'anno precedente, restringendo il campo di applicazione della deroga ai "soli impianti già realizzati ed operativi", al fine di assicurare coerenza piena con il diritto comunitario⁶⁴¹. In base a questa

⁶³⁸ Per i prezzi di assegnazione si rimanda al sito del GSE: www-gse.it. Il prezzo di assegnazione per il quarto trimestre 2010 dei diritti CIP 6 di cui all'articolo 3, comma 4, del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 27 novembre 2009, è pari a 69,96 €/MWh.

⁶³⁹ Legge 27 dicembre 2006, n. 296 "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2007)" (G.U. 27 dicembre 2006, n. 299).

⁶⁴⁰ Legge 24 dicembre 2007, n. 244 "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2008)" (G.U. 28 dicembre 2007, n. 300).

⁶⁴¹ La procedura del riconoscimento in deroga del diritto agli incentivi è disciplinata dal comma 1118 dell'art. 1 della legge finanziaria per il 2007 che (così come modificato dal comma 154 dell'art. 2 della finanziaria 2008), ha demandato a successivi decreti del Ministro dello sviluppo economico la definizione delle condizioni e delle modalità per l'eventuale riconoscimento in deroga del diritto agli incentivi a specifici impianti già autorizzati e non ancora in esercizio all'entrata in vigore della medesima legge e la ridefinizione

disposizione, risulterebbero esclusi gli impianti solo autorizzati, in costruzione o in collaudo.

Tuttavia, con i provvedimenti d'urgenza adottati dall'attuale Governo, è stato più volte prorogato il termine per il completamento della succitata procedura derogatoria (dapprima dal comma 7 dell'art. 4-bis del Decreto Legge 97 del 2008⁶⁴² e poi, dall'art. 9 del d Decreto Legge 172 del 2008⁶⁴³ fino al 31 dicembre 2009). Inoltre, lo stesso articolo 9 del Decreto Legge 172 del 2008, fa salvi gli incentivi CIP 6 per gli impianti, ammessi ad accedere agli stessi per motivi connessi alla situazione di emergenza rifiuti dichiarata (con provvedimento del Presidente del Consiglio dei Ministri) prima del 1° gennaio 2007, senza distinzione tra la parte organica ed inorganica dei rifiuti.

Infine, per quanto concerne la citata procedura derogatoria, è stato esaminato dalle competenti Commissioni parlamentari lo schema di regolamento ministeriale recante condizioni e modalità per il riconoscimento del diritto ai finanziamenti e agli incentivi statali in attuazione dell'art. 1, commi 1117 e 1118, della Legge Finanziaria 2007. Nonostante il voto favorevole espresso dalle competenti Commissioni di Camera e Senato⁶⁴⁴, ad oggi il regolamento non risulta essere stato ancora emanato.

6. GLI ULTIMI PROVVEDIMENTI: LA RISOLUZIONE ANTICIPATA DELLE CONVENZIONI CIP 6

Un passo avanti nell'opera di "pulizia" nelle sovvenzioni CIP 6 è costituito dalla Legge 99/2009⁶⁴⁵ che, all'articolo 30 comma 20, stabilisce che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas proponga al Ministro dello sviluppo economico adeguati meccanismi per la risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6, da disporre con decreti dello stesso Ministro, con i produttori che volontariamente aderiscano a tali meccanismi. Gli oneri derivanti dalla risoluzione

dell'entità e della durata dei sostegni alle fonti energetiche non rinnovabili assimilate alle fonti energetiche rinnovabili utilizzate da impianti già realizzati ed operativi alla data di entrata in vigore della legge.

⁶⁴² Decreto Legge 3 giugno 2008, n. 97 "Disposizioni urgenti in materia di monitoraggio e trasparenza dei meccanismi di allocazione della spesa pubblica, nonché in materia fiscale e di proroga di termini" (G.U. 3 giugno 2008, n. 128).

⁶⁴³ Decreto Legge 6 novembre 2008, n. 172 "Misure straordinarie per fronteggiare l'emergenza nel settore dello smaltimento dei rifiuti nella regione Campania, nonché misure urgenti di tutela ambientale"(G.U. 6 novembre 2008, n. 260).

⁶⁴⁴ La Commissione Attività produttive della Camera ha espresso parere favorevole il 16 dicembre 2009, mentre la Commissione Industria del Senato ha espresso parere favorevole con raccomandazioni il 21 dicembre 2009.

⁶⁴⁵ Legge 23 luglio 2009, n. 99 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia" (G.U. 31 luglio 2009. N.176).

anticipata da liquidare ai produttori aderenti devono essere inferiori a quelli che si realizzerebbero nei casi di mancata risoluzione delle convenzioni, consentendo così di ridurre gli oneri per il sistema con effetti positivi in termini di riduzione delle tariffe elettriche.

In attuazione di tale norma è stato adottato il Decreto Ministeriale 2 dicembre 2009⁶⁴⁶, che stabilisce i meccanismi per la risoluzione anticipata e volontaria delle convenzioni CIP 6 concernenti gli impianti alimentati da combustibili di processo o residui o recuperi di energia nonché agli impianti assimilati alimentati da combustibili fossili; la definizione dei meccanismi di risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6 aventi ad oggetto impianti alimentati da fonti rinnovabili e da rifiuti viene, invece, rimandata ad un successivo Decreto.

Peraltro, per i predetti impianti a cui si applica il decreto, viene disposto un ulteriore rinvio ad un successivo decreto per il completamento della disciplina con la definizione dei criteri e parametri per il calcolo dei corrispettivi spettanti per la risoluzione delle convenzioni e per la definizione di ulteriori modalità e tempistiche relative all'erogazione dei corrispettivi. Tale completamento è avvenuto, per i soli impianti assimilati alimentati da combustibili fossili, con l'emanazione del Decreto Ministeriale 2 agosto 2010⁶⁴⁷.

Il Decreto definisce, dunque, i parametri per la quantificazione, da parte del Gestore dei Servizi Energetici (GSE), dei corrispettivi da erogare ai soggetti produttori che intendono anticipare l'uscita dal regime di incentivazione CIP 6/92, le modalità e le tempistiche di erogazione degli importi spettanti.

I corrispettivi da erogare ai produttori di energia elettrica che volontariamente risolvono le convenzioni sono calcolati sulla base del costo evitato di impianto e della disponibilità a mantenere in esercizio l'impianto fino a tre anni dall'avvenuta risoluzione, per esigenze di sicurezza del sistema elettrico.

Il GSE è tenuto ad accettare le richieste di risoluzione solo se le verifiche di convenienza per il sistema, secondo i parametri indicati dal decreto, hanno esito positivo⁶⁴⁸. I tempi di erogazione dei corrispettivi per le risoluzioni sono fissati secondo due tranches (l'80% dell'importo entro 31 gennaio 2011 e il restante 20% al 31 maggio 2011) facendo salva, tuttavia, la possibilità di operare una rateizzazione dei pagamenti.

⁶⁴⁶ Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 2 dicembre 2009 "Meccanismi per la risoluzione anticipata delle convenzioni Cip 6/92, ai sensi dell'articolo 30, comma 20, della legge 23 luglio 2009, n. 99" (G.U. 21 dicembre 2009 n. 296).

⁶⁴⁷ Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 2 agosto 2010 "Criteri e parametri per il calcolo del corrispettivo da riconoscere agli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da combustibili fossili per la risoluzione anticipata della convenzione CIP 6 in essere" (G.U. 22 ottobre 2010 n. 248).

⁶⁴⁸ Il risparmio stimato per il sistema è di circa 500 milioni di euro.

A successivi provvedimenti è affidata la definizione di analoghi parametri e modalità per la risoluzione delle convenzioni riguardanti impianti di produzione di energia elettrica alimentati da combustibili di processo o residui o recuperi di energia, in considerazione delle particolari caratteristiche di questa tipologia di impianti.

Ai sensi di quanto previsto dall'articolo 2, comma 1 del medesimo decreto, il 29 ottobre 2010⁶⁴⁹ è il termine per la presentazione al GSE dell'istanza vincolante di risoluzione⁶⁵⁰ delle convenzioni CIP 6, la cui efficacia decorre dal 1° gennaio 2011.

Da ultimo, l'articolo 45 del Decreto Legge 78/2010, convertito dalla Legge 122/2010, stabilisce una nuova destinazione delle risorse derivanti dalla risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6, destinandole ad un apposito Fondo finalizzato ad interventi nel settore della ricerca e dell'università.

7. CIP 6: UNA VALUTAZIONE COMPLESSIVA DELLO STRUMENTO

Non è possibile formulare un giudizio sul meccanismo CIP 6 senza fare i conti con i “numeri”, numeri che riguardano tanto la quota di energia rinnovabile incentivata, quanto gli oneri che i consumatori hanno dovuto (o meglio devono) sostenere in bolletta per promuovere l'energia da impianti CIP 6, sia essa rinnovabile o assimilata.

Ripercorrendo, in estrema sintesi, quanto sopra esposto è bene ricordare che il GSE ritira l'energia CIP6 cedendola in parte al mercato libero (costituito da grandi utilizzatori individuati come “grossisti” e “clienti idonei”), in parte all'Acquirente Unico. Il costo sostenuto dal GSE per l'acquisto dell'energia CIP6 viene dunque coperto con i ricavi ottenuti dalla vendita di energia (e, in modo

⁶⁴⁹ Peraltro, sempre con riferimento agli impianti assimilati alimentati da combustibili fossili, il Decreto Ministeriale 8 ottobre 2010 ha individuato le modalità per l'erogazione in più rate annuali, su richiesta dell'operatore, del corrispettivo spettante, differendo al 19 novembre 2010 il termine per l'istanza vincolante di risoluzione delle convenzioni.

⁶⁵⁰ L'istanza di risoluzione dovrà essere redatta esclusivamente sulla base del relativo modello, predisposto dal GSE, che verrà trasmesso entro l'8 ottobre 2010, con raccomandata AR, a tutti i soggetti che hanno manifestato l'interesse alla risoluzione anticipata della convenzione CIP 6 ai sensi dell'articolo 3, comma 1, del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 2 dicembre 2009. Al modello d'istanza dovranno essere allegati: la procedura per la presentazione dell'istanza vincolante di risoluzione, lo schema del contratto di risoluzione anticipata, preventivamente comunicato al Ministero dello sviluppo economico, ai sensi dell'articolo 3, comma 2 del decreto del 2 agosto 2010 ed, infine, il prospetto di calcolo del corrispettivo da riconoscere, determinato ai sensi dell'articolo 4, comma 4 del Decreto Ministeriale 2 dicembre 2009.

marginale, con i certificati verdi⁶⁵¹). La spesa residua viene classificata come “onere di sistema”, quantificato dall’AEEG e pagata dal consumatore finale come “componente tariffaria A3”.

I dati pubblicati sul sito del GSE indicano che, per il 2008, il costo complessivo sostenuto dal GSE per l’acquisto dell’energia CIP 6 è pari a 5.373 milioni di euro (128,8 €/MWh); la vendita di energia incide, però, solo per 3.082 milioni di euro, residuando complessivamente sui consumatori un onere in bolletta (pari a 2.291 milioni di euro) alquanto gravoso.

Per quanto riguarda gli impatti del CIP 6 sulla promozione delle energie rinnovabili una ricerca dello IEFE⁶⁵² mostra come questi siano stati abbastanza marginali con l’unica eccezione dell’energia idroelettrica⁶⁵³.

Per le altre fonti rinnovabili il CIP 6/92 ha, infatti, portato alla realizzazione di poco meno di 700 MW di potenza, di cui più della metà (390 MW) di geotermia dell’Enel. Solo con l’introduzione del meccanismo dei certificati verdi e del Conto Energia so è assistito ad un rapido incremento degli investimenti in altre fonti rinnovabili.

C. I CERTIFICATI VERDI

1. IL SISTEMA DEI CERTIFICATI VERDI E GLI IMPIANTI AMMESSI

E’ il già citato Decreto Bersani (D.Lgs. 79/99) a fare da spartiacque anche nel campo dell’energia rinnovabile contribuendo in modo decisivo alla liberalizzazione del sistema elettrico italiano, con l’introduzione (all’articolo 11) dell’*“obbligo di immettere nel sistema elettrico nazionale una quota (di e.e.) prodotta da impianti da fonti rinnovabili entrati in esercizio o riportanzati... in data successiva all’entrata in vigore del decreto”* (1 aprile 1999). L’obbligo di immissione è imposto unicamente con riferimento alle importazioni e alle produzioni di energia elettrica, al netto della cogenerazione, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, eccedenti i 100 GWh; la quota iniziale, stabilita nel 2% dell’energia importata o prodotta eccedente i 100 GWh, viene successivamente elevata più volte.

⁶⁵¹ Ai sensi dell’art. 11, comma 3, del Decreto Legislativo n. 79/99, il GSE è, infatti, autorizzato ad emettere, a proprio favore, Certificati verdi in relazione all’energia elettrica prodotta dagli impianti Cip n. 6/92 ed acquistata dallo stesso GSE, e a cedere gli stessi sul mercato.

⁶⁵² C. POLETTI, F. PONTONI, A. SILEO, *L’incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate attraverso il Provvedimento CIP n. 6/ 92. Un’analisi economica*, Research Report N. 4, December 2009, IEFE (Istituto di economia e politica dell’energia e dell’ambiente, Bocconi).

⁶⁵³ L’effetto del CIP 6/92 sulla produzione idroelettrica è stato significativo, visto che si è registrato un aumento di capacità per oltre 2.000 MW dai 18.000 MW del 1990.

La quota d'obbligo può essere rispettata alternativamente o con l'introduzione nel sistema elettrico di energia prodotta da impianti rinnovabili propri, o mediante l'acquisto di "titoli", chiamati certificati verdi (CV)⁶⁵⁴, corrispondenti alla produzione di quantità determinate di energia da fonti rinnovabili ed attribuiti agli impianti in esercizio dopo il 1 aprile 1999.

Il sistema di incentivazione dei certificati verdi, che rientra tra i cosiddetti "quota system"⁶⁵⁵, è dunque lo strumento con il quale tali soggetti devono dimostrare di avere adempiuto al proprio obbligo e quindi costituisce l'incentivo alla produzione da fonte rinnovabile. Si crea, infatti, un mercato, in cui alla domanda dei soggetti sottoposti all'obbligo corrisponde l'offerta da parte dei produttori di energia elettrica con impianti aventi diritto ai certificati verdi. Al prezzo fisso di ritiro dell'energia elettrica (*feed-in tariff*, proprio del sistema CIP 6, ma presente anche in altri Stati europei, come la Germania⁶⁵⁶) si sostituisce un prezzo variabile, costituito dalla somma del prezzo di vendita dell'energia elettrica da fonte rinnovabile e dal prezzo di vendita di titoli (i certificati verdi) emessi a favore del produttore della stessa energia elettrica⁶⁵⁷.

Questo importante cambiamento si è reso necessario, a parere di chi scrive, non tanto perché i sistemi *feed-in tariff* siano di per sé inefficienti (come, peraltro, dimostra il successo dell'EEG in Germania), quanto piuttosto per l'insostenibilità economica del sistema *feed-in tariff* italiano (ovvero il CIP 6), posta la sua applicazione anche agli impianti assimilati.

Tali impianti, nell'attuale quadro normativo, non possono essere ammessi a beneficiare dei certificati verdi, essendo questi limitati agli impianti in possesso della qualificazione IAFR, rilasciata su richiesta del titolare dell'impianto dal GSE, che vi provvede ai sensi del Decreto del Ministero per le Attività Produttive 24 ottobre 2005⁶⁵⁸, in base al quale possono essere qualificati IAFR soltanto gli

⁶⁵⁴ L'introduzione dei certificati verdi è avvenuta con il Decreto del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato dell'11 novembre 1999 ("Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79"), il quale ha dato attuazione all'articolo 11 del Decreto Bersani.

⁶⁵⁵ Il quota system prevede la designazione di un soggetto sul quale è posto in capo un obbligo di immissione in rete di un determinato quantitativo di energia rinnovabile. Tale obbligo può essere ottemperato o attraverso la produzione diretta del quantitativo di energia richiesto, o tramite l'acquisto di crediti (certificati verdi) corrispondenti alla produzione della quota equivalente di energia rinnovabile da parte di soggetti terzi.

⁶⁵⁶ Sul punto: Capitolo II, parti B e C.

⁶⁵⁷ I produttori ricevono, dunque, il provento derivante dalla vendita del CV in aggiunta al prezzo di vendita dell'energia generata (o alla valorizzazione dell'autoconsumo della stessa).

⁶⁵⁸ Decreto del Ministero per le Attività produttive 24 ottobre 2005 "Aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79". (G.U. 14 novembre 2005, n. 265). In precedenza la materia era

impianti che utilizzano fonti rinnovabili quali definite dall'articolo 2 del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387⁶⁵⁹.

Tale articolo, recependo le indicazioni della Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio 2001/77/CE, elenca le fonti energetiche rinnovabili: *“eolica, solare⁶⁶⁰, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomasse, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas. In particolare, per biomasse si intende: la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani”⁶⁶¹.*

Pertanto, l'articolo 17 del medesimo decreto, nella sua originaria formulazione, pur escludendo dal meccanismo incentivante le fonti assimilate (di cui all'articolo 1, comma 3 della legge 9 gennaio 1991, n. 10), include i rifiuti tra le fonti energetiche ammesse a godere del regime giuridico riservato alle fonti rinnovabili. Con Decreto del Ministero delle Attività Produttive del 5 maggio 2006⁶⁶² è stato chiarito che tale inclusione riguarda anche la parte non biodegradabile dei rifiuti stessi.

Tale disposizione appare in palese contrasto non solo con la *ratio* e le finalità, ma anche con la lettera della Direttiva 2001/77/CE, in base alla quale:

“Allorché utilizzano i rifiuti come fonti energetiche, gli Stati membri sono tenuti a rispettare la normativa comunitaria vigente in materia di gestione dei rifiuti. L'applicazione della presente direttiva lascia impregiudicata la definizione di cui agli allegati 2a e 2b della direttiva 75/442/CEE del Consiglio, del 15 luglio 1975,

disciplinata dal decreto del Ministro dell'Industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro dell'Ambiente, 11 novembre 1999.

⁶⁵⁹ Decreto Legislativo 29 dicembre 2003 n. 387 “Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità” (G.U. 31 gennaio 2005, n. 25).

⁶⁶⁰ E' opportuno anticipare che la produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici e termodinamici è incentivata mediante specifici meccanismi tariffari, diversi dai Certificati verdi, ovvero il cosiddetto Conto Energia (Infra pag. 200 e ss.).

⁶⁶¹ Il 5 giugno 2009 è stata pubblicata la Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle Direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE. L'art. 2 di tale direttiva reca le seguenti definizioni: “Energia da fonti rinnovabili: energia proveniente da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare, aerotermica, geotermica, idrotermica e oceanica, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas. Biomassa: la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani.” Il recepimento della Direttiva sarebbe dovuto intervenire entro il 5 dicembre 2010.

⁶⁶² Decreto del Ministero delle Attività Produttive 5 maggio 2006 “Individuazione dei rifiuti e dei combustibili derivati dai rifiuti ammessi a beneficiare del regime giuridico riservato alle fonti rinnovabili.” (G. U. 31 Maggio 2006 n. 125).

*sui rifiuti. Il sostegno dato alle fonti energetiche rinnovabili dovrebbe essere compatibile con gli altri obiettivi comunitari, specie per quanto riguarda la gerarchia di trattamento dei rifiuti. Nel contesto di un futuro sistema di sostegno alle fonti energetiche rinnovabili non bisognerebbe pertanto promuovere l'incenerimento dei rifiuti urbani non separati, se tale promozione arrecasse pregiudizio alla gerarchia.*⁶⁶³

Pertanto, l'articolo 17 è stato oggetto di procedura di infrazione in sede comunitaria (n. 2004/4336). Con la lettera di messa in mora del 13 dicembre 2005, la Commissione contesta essenzialmente che la disposizione in esame si traduce nei fatti in un sostegno a fonti energetiche non definite come rinnovabili dalla direttiva stessa.

La Legge Finanziaria 2007⁶⁶⁴ (Legge 27 dicembre 2006 n. 296, articolo 1, comma 1120 lettera a) ha sensatamente rimosso questa previsione, che non solo si pone in evidente contrasto con la normativa europea e nazionale⁶⁶⁵ in materia secondo cui l'utilizzo di rifiuti rappresenta l'ultima opzione subordinata al reimpiego, al riciclaggio e alle altre forme di recupero, ma che rappresenta altresì un elemento distorsivo per il mercato dei certificati verdi rispetto alla finalità propria di questo strumento, ovvero l'abbattimento delle emissioni clima-alteranti.

2. L'OBBLIGO DI IMMISSIONE

L'obbligo di immissione di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili o di acquisto di certificati verdi ricade sui produttori e sugli importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili⁶⁶⁶, originariamente fissato al 2% dell'energia elettrica importata o prodotta eccedente i 100 GWh, è stato negli anni sensibilmente elevato. Dapprima l'art. 4, comma 1, del decreto legislativo n. 387/03 ha determinato un aumento annuo dello 0,35% dal 2004 al 2006 la percentuale è stata annualmente aumentata dello 0,35%, e, per effetto dell'art. 2,

⁶⁶³ Considerando 8 della Direttiva 2001/77/CE.

⁶⁶⁴ Legge 27 dicembre 2006, n. 296 "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (Legge Finanziaria 2007)" (G. U. 27 dicembre 2006, n. 299).

⁶⁶⁵ Si veda l'art. 179 del Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 "Norme in materia ambientale" (G.U. 14 aprile 2006, n. 88).

⁶⁶⁶ Ai sensi dell'art. 3, comma 2, del decreto ministeriale 24 ottobre 2005, gli importatori di energia elettrica possono richiedere l'esenzione dall'obbligo relativamente alla parte di energia prodotta da fonti rinnovabili e certificata come tale. In caso di importazione da Stati membri dell'Unione Europea, l'energia rinnovabile deve essere certificata attraverso la Garanzia di Origine introdotta dall'articolo 5 della Direttiva 2001/77/CE. In caso di importazione da Paese terzi, l'esenzione è subordinata alla stipula di un accordo tra il Ministero dello Sviluppo Economico, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e i competenti Ministeri del Paese terzo.

comma 146, successivamente la Legge Finanziaria 2008, ha incrementato la quota dello 0,75% annuo per il periodo 2007-2012⁶⁶⁷.

Al fine della verifica del soddisfacimento dell'obbligo, gli operatori devono presentare al GSE, entro il 31 marzo di ogni anno⁶⁶⁸, un'autocertificazione attestante le produzioni, importazioni da fonti non rinnovabili ed esportazioni avvenute nell'anno precedente con separata indicazione dell'energia importata e di quella prodotta da ciascun impianto, nonché un numero di certificati verdi corrispondenti all'energia elettrica da fonte rinnovabile da immettere nel sistema nell'anno precedente. I certificati verdi rilasciati per la produzione di energia elettrica in un dato anno possono essere usati per ottemperare all'obbligo relativo anche ai successivi due anni⁶⁶⁹.

L'esito della verifica è notificato dal GSE agli interessati con lettera raccomandata entro il 30 aprile 2012; in caso di esito negativo il soggetto obbligato ha a disposizione ulteriori trenta giorni per adempiere, provvedendo all'acquisto sul mercato o dallo stesso Gestore dei certificati verdi necessari con conseguente annullamento.

In caso di mancata presentazione delle autocertificazioni, il GSE, ai sensi dell'articolo 8 comma 3 del Decreto Ministeriale 18 dicembre 2008 comunica al Ministero dello Sviluppo Economico, al Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare e all'Autorità per l'energia elettrica e il gas, le informazioni in proprio possesso relative agli operatori che non abbiano trasmesso le autocertificazioni, ai fini dell'applicazione delle sanzioni di cui all'art. 4, comma 3 del D. Lgs. 387/03 ove è previsto che: "I soggetti che omettono di presentare l'autocertificazione (...) sono considerati inadempienti per la quantità di certificati correlata al totale di elettricità, importata e prodotta nell'anno precedente dal soggetto"⁶⁷⁰.

3. LA PEZZATURA, LA DURATA E L'EMISSIONE DEI CERTIFICATI VERDI

I certificati verdi sono titoli rappresentativi della produzione di una certa quantità di energia da fonti rinnovabili. La loro taglia, inizialmente fissata in 100

⁶⁶⁷ Le quote annuali sono pertanto: 2% per il 2001, il 2002 e il 2003; 2,35% per il 2004, 2,70% per il 2005, 3,05% per il 2006, 3,8% per il 2007, 4,55% per il 2008; 5,3% per il 2009; 6,05% per il 2010, 6,8% per il 2011, 7,55% per il 2012.

⁶⁶⁸ Si veda il Decreto Ministeriale 18 dicembre 2008.

⁶⁶⁹ Art. 20, comma 7, del Decreto Legislativo n. 387/03.

⁶⁷⁰ Per maggiori dettagli si veda: *Istruzioni operative per l'autocertificazione della produzione, importazione ed esportazione di energia elettrica da fonti non rinnovabili nell'anno 2010*, GSE, febbraio 2011, disponibile sul sito www.gse.it.

MWh, è stata progressivamente ridotta prima a 50 MWh dalla Legge 239/2004 ed, infine, a 1 MWh dalla Legge Finanziaria 2008⁶⁷¹.

La durata dell'incentivazione dei certificati verdi, originariamente fissata, dall'articolo 5 del Decreto del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 11 novembre 1999⁶⁷², in otto anni (decorrenti dal termine del periodo di collaudo ed avviamento dell'impianto) e a 12 per gli impianti alimentati a rifiuti e biomasse, viene elevata indistintamente a 12 anni dall'art. 267, comma 4, lett. d), del Codice dell'Ambiente⁶⁷³.

Successivamente l'art. 26, comma 4-bis, del Decreto Legge 159/2007⁶⁷⁴ ha innalzato la durata del periodo di incentivazione a 15 anni per taluni impianti alimentati da biomasse e biogas. Da ultimo, la Legge Finanziaria 2008⁶⁷⁵ ha innalzato indistintamente il periodo di incentivazione a 15 anni, fatta eccezione per gli impianti entrati in esercizio tra il 1° aprile 1999 ed il 31 dicembre 2007, per i quali rimane fermo a 12 anni.

I produttori di energia da fonti rinnovabili, titolari di impianti qualificati IAFR, possono richiedere al GSE l'emissione di certificati verdi a consuntivo (in proporzione all'energia elettrica effettivamente prodotta nell'anno precedente, quale risulta dalla dichiarazione di produzione di energia elettrica presentata all'Ufficio tecnico di finanza) o a preventivo (in proporzione all'energia elettrica che si prevede di produrre nell'anno in corso o nell'anno successivo).

In quest'ultimo caso, qualora l'impianto non produca effettivamente energia in quantità pari o superiore ai certificati verdi emessi a preventivo, ed il produttore non sia in grado di restituire per l'annullamento una quantità sufficiente di certificati verdi, il GSE deve compensare la differenza trattenendo certificati verdi di competenza del medesimo produttore relativi ad eventuali altri impianti per lo stesso anno. In mancanza di certificati verdi per l'anno di riferimento, la compensazione può essere fatta anche per i due anni successivi. Se non è possibile avvalersi anche di questa ulteriore possibilità di compensazione, il GSE si avvale della fideiussione bancaria emessa a suo favore.

⁶⁷¹ Legge 24 Dicembre 2007, n. 244 "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2008)." (G.U. 28 dicembre 2007, n. 300).

⁶⁷² Decreto del Ministero dell'Industria, del commercio e dell'artigianato 11 novembre 1999 "Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79". Tali Direttive sono state aggiornate con il più volte richiamato decreto ministeriale 24 ottobre 2005. (G. U. 14 dicembre 1999, n. 292).

⁶⁷³ Decreto Legislativo 152/2006.

⁶⁷⁴ Decreto Legge 1 ottobre 2007, n. 159 "Interventi urgenti in materia economico-finanziaria, per lo sviluppo e l'equità fiscale" (G. U. 2 ottobre 2007, n. 229). Tale decreto è stato convertito, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222.

⁶⁷⁵ Articolo 3, comma 151.

Dal 30 giugno 2009, la prestazione di una fideiussione da parte del richiedente rappresenta una condizione imprescindibile per l'emissione dei certificati verdi a preventivo. Tale garanzia, escutibile a prima richiesta a favore del GSE, commisurata al prezzo medio riconosciuto ai CV, calcolato dal GME⁶⁷⁶ con le modalità di cui all'articolo 14, comma 4, del Decreto Ministeriale del 18 dicembre 2008.

Al contrario, se la produzione effettiva dell'impianto risulti superiore alla producibilità attesa, il GSE emette a favore del produttore i certificati mancanti.

Nel caso di certificati verdi a consuntivo, il GSE, verificata l'attendibilità dei dati forniti dai produttori, emette entro trenta giorni dalla ricezione della richiesta, i certificati verdi spettanti, arrotondando la produzione netta di energia al MWh con criterio commerciale applicando un coefficiente di moltiplicazione, differenziato a seconda delle fonti energetiche rinnovabili, secondo la tabella qui di seguito riportata⁶⁷⁷.

	Tipo di impianto	Coefficiente
1	impianti eolici >200kW	1,00
1-bis	impianti eolici offshore	1,10
3	impianti geotermici	0,90
4	impianti che sfruttano il moto ondoso e le maree	1,80
5	impianti idroelettrici	1,00
6	impianti alimentati a rifiuti biodegradabili e biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	1,10
7	impianti alimentati a biomasse e biogas derivanti da prodotti agricoli, di allevamento e forestali, ottenuti nell'ambito di intese di filiera, contratti quadro, o filiere corte	1,80
8	impianti alimentati a gas di discarica, a gas residuati dai processi di depurazione o a biogas di origine diversa da quelli di cui al punto 7	0,90

⁶⁷⁶ Il Gestore dei Mercati Elettrici (GME) è una società per azioni costituita dal GSE alla quale è affidata la gestione economica del mercato elettrico secondo criteri di trasparenza e obiettività, al fine di promuovere la concorrenza tra i produttori assicurando la disponibilità di un adeguato livello di riserva di potenza. Il GME inoltre gestisce i Mercati per l'Ambiente (Mercato dei Certificati Verdi, Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, Mercato delle Unità di Emissione).

⁶⁷⁷ Tabella 2 allegata alla Legge Finanziaria 2008, come modificata dalla Legge 23/7/2009 n. 99.

Oltre ai certificati emessi a favore degli impianti IAFR, ai sensi dell'art. 11, comma 3, del Decreto Legislativo n. 79/99, il GSE autorizzato ad emettere, a proprio favore, certificati verdi in relazione all'energia elettrica prodotta dagli impianti Cip n. 6/92 (entrati in funzione dopo il 1° aprile 1999) ed acquistata dallo stesso GSE, e a collocare gli stessi sul mercato⁶⁷⁸.

I dati di emissione dei certificati verdi, al netto delle criticità che saranno espresse nel paragrafo seguente, denotano, almeno per tutto il 2009, un progressivo e costante aumento⁶⁷⁹. In effetti, si è passati dai 926.602 CV emessi nel 2002, ai 4.378.389 del 2005, fino ai 17.524.703 del 2009. Per quanto riguarda gli impianti IAFR per i quali è stato emesso il maggior numero di CV, il primato spetta, come prevedibile, agli idroelettrici (39% del totale), ma una buona performance è anche quella degli eolici (31%) e degli impianti termoelettrici a biomasse e rifiuti (25%). Quote più marginali competono, invece, agli impianti geotermoelettrici (5%) e agli impianti fotovoltaici che hanno richiesto e ottenuto la qualifica IAFR⁶⁸⁰.

4. IL MERCATO E IL PREZZO DEI CERTIFICATI VERDI. CRITICITA' E PROSPETTIVE

I certificati verdi possono essere negoziati liberamente tra operatori per mezzo di contratti bilaterali tra produttore e soggetto tenuto all'obbligo di immissione, nei quali il prezzo di cessione è determinato consensualmente oppure sul mercato organizzato dal Gestore del Mercato Elettrico (GME).

Possono partecipare al mercato dei CV, come acquirenti o venditori, il GSE, i produttori nazionali ed esteri, gli importatori di energia elettrica, o clienti grossisti e le formazioni associative (associazioni di consumatori e utenti, ambientaliste, sindacati)⁶⁸¹. Tali soggetti devono, inoltre, essere in possesso di specifici requisiti di capacità (ovvero essere dotati di adeguata professionalità e competenza nell'utilizzo di sistemi telematici e dei relativi sistemi di sicurezza, oppure nell'avere a disposizione dipendenti o ausiliari dotati di tale professionalità e competenza⁶⁸²) e di onorabilità (assenza di condanne per alcuni reati:

⁶⁷⁸ Sul punto si veda F. STEFANELLI, *I certificati verdi* in G. BONARDI, C. PATRIGNANI *Fare energia. Fiscalità e agevolazioni*, Ipsoa 2008.

⁶⁷⁹ Dati disponibili nel "Bollettino energia da fonti rinnovabili - I° semestre 2010" sul sito www.gse.it.

⁶⁸⁰ Fino Legge Finanziaria 2008, gli impianti fotovoltaici non aderenti al Conto Energia erano ammessi a ricevere i certificati verdi. L'art. 15, comma 2, del Decreto Ministeriale 18/12/2008 ha esteso tale facoltà agli impianti, non incentivati con il Conto Energia, che abbiano inoltrato la domanda di autorizzazione unica prima del 2008.

⁶⁸¹ Si vedano gli articoli 11 e seguenti del Decreto Ministeriale del 19 dicembre 2003 (G.U. 30 dicembre 2003, n. 301) recante il "Testo integrato della disciplina del mercato elettrico".

⁶⁸² Art. 11 comma 11.1 del Decreto Ministeriale del 19 dicembre 2003.

“aggiotaggio”, delitti contro l’inviolabilità della segretezza delle comunicazioni informatiche o telematiche, ovvero frode informatica⁶⁸³).

Come in ogni mercato il prezzo dei certificati verdi si determina in base ad un bilanciamento tra la domanda e l’offerta, condizioni influenzate da molteplici variabili difficilmente prevedibili. L’imprevedibilità del valore dell’incentivo nel lungo e medio periodo rappresenta la principale criticità del sistema dei CV. In un settore caratterizzato da investimenti iniziali particolarmente elevati, come quello delle rinnovabili, l’incertezza sui flussi di cassa futuri può scoraggiare l’iniziativa privata; inoltre la variabilità dell’incentivo è percepita come un elemento di rischio anche da parte degli istituti bancari ed il finanziamento degli impianti può risultare più oneroso.

Pertanto, proprio per evitare un’eccessiva fluttuazione dei prezzi⁶⁸⁴, nel tempo, sono stati operati alcuni correttivi. In particolare, l’art. 9 del Decreto Ministeriale 24 ottobre 2005 calcola il prezzo dei certificati Verdi emessi a proprio favore dal GSE – e relativi all’energia elettrica ritirata dallo stesso GSE nell’ambito di Convenzioni di cessione Cip n. 6/92⁶⁸⁵ – come differenza tra l’onere di acquisto, da parte del GSE, dell’energia elettrica prodotta dagli impianti CIP 6/1992 alimentati da fonti rinnovabili e i proventi derivanti dalla vendita di tale energia. La misura è stata in grado di contenere eccessivi rialzi ma si è rivelata inefficace in un contesto di prezzi fortemente decrescenti, come quelli manifestatisi nel corso del 2007⁶⁸⁶.

La Legge Finanziaria 2008⁶⁸⁷ ha, pertanto, introdotto una nuova modalità di calcolo del prezzo di offerta dei certificati verdi del GSE: a partire dal 2008 essi sono collocati sul mercato a un prezzo pari alla differenza tra 180 €/MWh e il valore medio, riferito all’anno precedente, dell’energia elettrica ceduta nell’ambito del cosiddetto ritiro dedicato⁶⁸⁸.

Inoltre, l’articolo 2 comma 149 della Legge Finanziaria 2008, sempre nell’ottica di stabilizzare i prezzi dei certificati verdi, stabilisce che, a partire dal 2008 e fino al raggiungimento dell’obiettivo minimo della copertura del 25% del consumo interno di energia elettrica con fonti rinnovabili, il GSE è tenuto a ritirare

⁶⁸³ Art. 11 comma 11.2 del Decreto Ministeriale del 19 dicembre 2003.

⁶⁸⁴ Ad esempio, nel periodo 2003-2005, il prezzo medio ponderato dei Certificati verdi è stato pari a 98,88 €/MWh nel 2003, a 116,83 €/MWh nel 2004, a 130,85 €/MWh nel 2005.

⁶⁸⁵ Si veda l’art. 11, comma 3, del Decreto Legislativo n. 79/99.

⁶⁸⁶ Il prezzo dei Certificati Verdi è, infatti, passato da 144,23 €/MWh nel 2006, a 115,78 €/MWh nel primo semestre 2007 e a 95,25 €/MWh nel secondo semestre.

⁶⁸⁷ Si veda, in particolare, l’art. 2, commi 148 e 149, della Legge finanziaria 2008.

⁶⁸⁸ L’applicazione di questa nuova modalità di calcolo ha determinato valori di offerta dei CV del GSE pari a 112,88 €/MWh per l’anno 2008, 88,66 €/MWh per l’anno 2009 e 112,82 €/MWh per l’anno 2010.

dai produttori i certificati verdi eccedentari a un prezzo pari al prezzo medio registrato l'anno precedente, relativo alle contrattazioni di tutti i certificati verdi, indipendentemente dall'anno cui essi si riferiscono, effettuate sia sulla borsa del GME sia mediante contrattazioni bilaterali.

In aggiunta a ciò, ai sensi dell'articolo 15 del Decreto Ministeriale 18 dicembre 2008⁶⁸⁹, si prevede che, nel triennio 2009-2011, entro il mese di giugno, il GSE ritiri, su richiesta dei detentori, i certificati verdi rilasciati per le produzioni, riferite agli anni fino a tutto il 2010. Il prezzo di ritiro dei certificati è pari a quello medio di mercato del triennio precedente all'anno nel quale viene presentata la richiesta di ritiro.

La finalità di queste misure è evidentemente quella di mettere un freno all'eccesso di offerta dei certificati verdi ed alla conseguente diminuzione dei prezzi. L'introduzione dell'obbligo di ritiro da parte del GSE dei certificati invenduti insieme all'incremento della quota annuale che i produttori di energia da fonti non rinnovabili sono obbligati ad acquistare ha in qualche modo tenuto in piedi il meccanismo⁶⁹⁰.

Senonché, l'originale versione della Manovra Economica, varata dal Decreto Legge n. 78/2010⁶⁹¹, riporta nel testo una disposizione che ha ingenerato un generalizzato scompiglio tra investitori ed addetti ai lavori. La prima versione dell'articolo 45, rubricato: *"Abolizione obbligo di ritiro dell'eccesso di offerta di certificati verdi"*, recita semplicemente che: *"L'articolo 2, comma 149, della legge n. 244 del 24 dicembre 2007 e l'art. 15, comma 1, del decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 dicembre 2008 sono soppressi"*. Di fatto, con questa norma si abroga il sopradescritto meccanismo in base al quale, dal 2009 e ancora sino a tutto il 2011, il Gestore del Sistema Elettrico Nazionale avrebbe dovuto assorbire l'eccesso di offerta dei certificati verdi, con effetti senza dubbio disastrosi sui prezzi di vendita dei certificati e, quindi, sulla redditività degli investimenti. Inoltre, essendo i certificati verdi titolo non indefinitamente tesauroizzabili – hanno, infatti, validità triennale, nel senso che possono essere utilizzati dal produttore per

⁶⁸⁹ Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 18 dicembre 2008 "Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244" (G.U. 2 gennaio 2009, n. 1).

⁶⁹⁰ Tale meccanismo, secondo l'AEEG, avrebbe comportato un costo, per il solo anno 2009, pari a 650 milioni di euro. Fra l'altro, tale costo non è sostenuto dalle casse dello Stato, in quanto le risorse in oggetto sono ricavate dalla "famigerata" componente tariffaria A3 della bolletta elettrica.

⁶⁹¹ Decreto Legge 31 maggio 2010, n. 78 "Misure urgenti in materia di stabilizzazione finanziaria e di competitività economica" (G.U. 31 maggio 2010, n. 125).

raggiungere la quota obbligatoria dell'anno della loro emissione o dei due successivi⁶⁹² - i produttori che non riescano a venderli sarebbero molto penalizzati.

Evidentemente questa misura legislativa non ha incontrato il plauso degli operatori del settore, i quali con un'intensa operazione di lobbying hanno indotto il Governo ad un precipitoso cambio di rotta che si è tradotto in un maxiemendamento in sede di conversione del Decreto Legge⁶⁹³. Infatti, nella nuova versione dell'articolo 45 si legge che *“All'articolo 2 della legge 24 dicembre 2007, n. 244, dopo il comma 149 è inserito il seguente: «149-bis. Al fine di contenere gli oneri generali di sistema gravanti sulla spesa energetica di famiglie ed imprese e di promuovere le fonti rinnovabili che maggiormente contribuiscono al raggiungimento degli obiettivi europei, coerentemente con l'attuazione della direttiva 2009/28/CE, del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, con decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, da emanare entro il 31 dicembre 2010⁶⁹⁴, si assicura che l'importo complessivo derivante dal ritiro, da parte del GSE, dei certificati verdi di cui al comma 149, a decorrere dalle competenze dell'anno 2011, sia inferiore del 30 per cento rispetto a quello relativo alle competenze dell'anno 2010, prevedendo che almeno l'80 per cento di tale riduzione derivi dal contenimento della quantità di certificati verdi in eccesso».”*

Il Gestore dei servizi energetici (GSE) continuerà, dunque, ad acquistare i certificati verdi in eccesso negli obblighi d'acquisto, pur con un parziale ridimensionamento dello stesso obbligo. Questa riduzione dei certificati verdi in eccesso dovrebbe passare attraverso l'aumento degli obbligati (ovvero il numero di produttori da fonti fossili che sono tenuti a dotarsi di certificati) oppure della percentuale dell'imposizione.

Questa vicenda, del tutto paradossale, è solo un esempio della confusione della politica energetica (e non solo) e dell'incertezza normativa che mina alle radici la credibilità del sistema. E' evidente, infatti, come i recenti interventi normativi in tema di certificati verdi abbiano avuto un impatto negativo che, in alcuni casi, ha comportato la sospensione del processo di strutturazione in attesa dell'assestamento del quadro normative.

⁶⁹² Art. 20, comma 7, del Decreto Legislativo n. 387/03.

⁶⁹³ Legge 30 luglio 2010, n. 122 “Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 31 maggio 2010, n. 78, recante misure urgenti in materia di stabilizzazione finanziaria e di competitività economica” (G.U. 30 luglio 2010, n. 176).

⁶⁹⁴ Al momento, non si ha ancora notizia della pubblicazione di questo Decreto.

D. ULTERIORI MODALITA' DI INCENTIVAZIONE E SOSTEGNO DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

1. LA TARIFFA OMNICOMPRENSIVA

Al fine di promuovere i piccoli impianti, semplificando le procedure e garantendo un ritorno fisso e prevedibile, la Legge Finanziaria 2008 (art. 2 comma 145) ha introdotto un nuovo schema di incentivazione, cui è possibile aderire in alternativa al sistema dei certificati verdi. A tali impianti⁶⁹⁵ è concessa la facoltà di optare per delle tariffe per l'energia immessa in rete, differenziate per fonte⁶⁹⁶, anch'esse riconosciute per un periodo di quindici anni⁶⁹⁷. Queste tariffe sono denominate "onnicomprensive", poiché includono sia la componente incentivante sia la componente di vendita dell'energia elettrica⁶⁹⁸.

A differenza dei certificati verdi (che sono conferiti sulla base dell'energia netta prodotta e quindi premiano anche l'eventuale quota di produzione auto consumata), le tariffe onnicomprensive sono riconosciute in funzione della sola energia netta immessa in rete.

L'ammontare delle tariffe fisse onnicomprensive (indicato nella tabella di seguito riportata⁶⁹⁹) se confrontato con la somma del prezzo medio di cessione dell'energia elettrica sul mercato elettrico con il prezzo medio dei certificati verdi sembra essere piuttosto vantaggioso⁷⁰⁰.

	Tipo di impianto	Prezzo minimo garantito
1	Impianti eolici < 200kW	300 €/MWh
3	Impianti geotermici	200 €/MWh
4	Impianti che sfruttano il moto ondoso e le maree	340 €/MWh
5	Impianti idroelettrici	220 €/MWh

⁶⁹⁵ Hanno diritto ad accedere alla Tariffa onnicomprensiva tutti gli impianti a fonti rinnovabili con potenza nominale media annua non inferiore a 1 kW e con potenza elettrica nominale non superiore a 1 MW (non superiore a 0,2 MW per l'eolico), entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007.

⁶⁹⁶ Le differenze tra le tariffe rispecchiano i costi delle diverse tecnologie, consentendo una buona redditività anche alle soluzioni impiantistiche meno diffuse e che comportano un maggiore investimento economico.

⁶⁹⁷ Al termine di tale periodo, i produttori in questione avranno diritto di accedere al ritiro dedicato.

⁶⁹⁸ Sulla tariffa onnicomprensiva: F. NOFERI, *Le fonti energetiche rinnovabili: guida alle Agevolazioni Comunitarie, Nazionali e Regionali*, Alinea 2009, pag. 107.

⁶⁹⁹ Tabella 3 allegata alla Legge Finanziaria 2008, così come modificata dalla Legge 99 del 23 luglio 2009.

⁷⁰⁰ A. BIANCO, *L'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili*, in B. POZZO *Le politiche energetiche comunitarie*, Giuffrè 2009, pag. 154.

6 ⁷⁰¹	Biogas e biomasse, esclusi i biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal Regolamento (CE) 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009	280 €/MWh
8	Gas di scarica, gas residui dai processi di depurazione e biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal Regolamento (CE) 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009	180 €/MWh

2. IL CONTO ENERGIA

Allo schema delineato nei paragrafi precedenti (certificati verdi o tariffa onnicomprensiva) non sono ammessi gli impianti alimentati dalla fonte solare, per i quali è previsto un meccanismo di incentivazione ad hoc, il Conto Energia. Tale incentivo, previsto dal Decreto Legislativo 387 del 2003, attivo dal 2005 e profondamente rivisto nel 2007 e nel 2010, prevede l'erogazione di un contributo economico aggiuntivo per l'energia elettrica prodotta da impianti con tecnologia fotovoltaica⁷⁰².

In particolare, il Decreto Legislativo 387 del 2003, all'articolo 7, prevede un meccanismo d'incentivazione per la produzione d'energia elettrica da impianti fotovoltaici, che garantisca "un'equa remunerazione dei costi d'investimento e d'esercizio" demandando al Ministro delle attività produttive (di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, d'intesa con la Conferenza unificata) l'adozione di uno o più decreti con i quali siano definiti i criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica dalla fonte solare.

In attuazione a questa disposizione, il Decreto del Ministero Attività Produttive del 28 luglio 2005⁷⁰³ ha regolato il cosiddetto "Conto Energia"⁷⁰⁴

⁷⁰¹ Le due tipologie di fonti di cui ai punti 6 e 8, e le relative tariffe, sono state introdotte -in sostituzione delle preesistenti- con la Legge 23 luglio 2009, n. 99. La stessa legge ha abrogato la filiera corta, che era al punto 7, dal meccanismo della Tariffa onnicomprensiva.

⁷⁰² Per una panoramica completa sul Conto Energia si veda: A. CAMPESAN, R. GRAZIANI, F. MINCHIO, *Impianti fotovoltaici. Il manuale completo del conto energia*, ELS, 2008.

⁷⁰³ Decreto Ministeriale 28 giugno 2005 "Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare" (G.U. 5 agosto 2005, n. 181).

stabilendo che ad ogni unità d'energia elettrica prodotta (kWh) con impianti fotovoltaici sia riconosciuta una tariffa incentivante differenziata per potenza degli impianti. La copertura finanziaria necessaria all'erogazione del Conto Energia è garantita da un prelievo tariffario obbligatorio (la già ricordata componente A3) a sostegno delle fonti rinnovabili di energia, presente dal 1991 in tutte le bollette dell'energia elettrica degli operatori elettrici italiani.

Al primo Decreto hanno fatto seguito diverse modifiche (in particolare, con i Decreti Ministeriali 6 febbraio 2006⁷⁰⁵ e 19 febbraio 2007⁷⁰⁶) che, pur non modificandone la filosofia di fondo, hanno apportato diverse migliorie procedurali.

Il Conto Energia (definito “nuovo” dopo l'entrata in vigore del Decreto Ministeriale 6 febbraio 2006) ha come ambizioso obiettivo quello di giungere all'installazione di almeno 1200 MW di impianti fotovoltaici entro il 2010 (fino a giungere a 3000 MW nel 2016), a partire dai 50 MW installati nel 2006 (art. 12).

Il sistema (al netto delle modifiche apportate dal Decreto Ministeriale 6 agosto 2010⁷⁰⁷ su cui avremo modo di soffermarci nelle pagine che seguono) si fonda sul riconoscimento per un periodo di 20 anni, di una incentivazione aggiuntiva (costante in moneta corrente in tutto il periodo) rispetto ai ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica sull'IPEX⁷⁰⁸, tramite contratti bilaterali o il ritiro dedicato⁷⁰⁹.

Il valore dell'incentivazione è relazionato alla potenza dell'impianto (ed è maggiore per gli impianti meno potenti) e all'integrazione architettonica dello stesso (ed è superiore per gli impianti con una migliore integrazione architettonica⁷¹⁰), secondo la tabella di seguito riportata⁷¹¹.

⁷⁰⁴ A. BRUSA, C. LANFRANCONI, F. CARIELLO, *Il Conto Energia per il fotovoltaico ex DM 28 luglio 2005*, in www.ambienteditiritto.it.

⁷⁰⁵ Decreto Ministeriale 6 febbraio 2006 “Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare” (G.U. 15 febbraio 2006, n. 38).

⁷⁰⁶ Decreto Ministeriale 19 febbraio 2007 “Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387” (G.U. 23 febbraio 2007, n. 45).

⁷⁰⁷ Decreto Ministeriale 6 agosto 2010 “Incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare” (G.U. 24 agosto 2010, n. 197).

⁷⁰⁸ La Borsa Elettrica italiana (IPEX- Italian Power Exchange) consente ai produttori, grossisti e consumatori di acquistare e vendere all'ingrosso energia elettrica, con transazioni che si svolgono in una piazza virtuale. Il mercato del giorno prima produce, per ogni giorno dell'anno, 24 prezzi orari secondo il cosiddetto criterio del prezzo marginale.

⁷⁰⁹ In effetti, a differenza del sistema CIP 6 e della tariffa omnicomprensiva, il Conto Energia non è tecnicamente una *feed in tariff*, ma rappresenta piuttosto un esempio di *feed in premium*. Mentre il *feed in tariff* garantisce un prezzo fisso incentivante per la vendita dell'energia, il *feed in premium* si sostanzia in un “premio” che si va ad assommare al prezzo di vendita dell'energia alla rete.

⁷¹⁰ Al riguardo, l'art. 2 del decreto 19 febbraio 2007 distingue tra impianti fotovoltaici non integrati, parzialmente integrati ed integrati.

	Potenza nominale P (kW)	Impianti non integrati⁷¹² (€/kWh)	Impianti parz. Integrati⁷¹³ (€/kWh)	Impianti integrati⁷¹⁴ (€/kWh)
A	1≤P≤3	0,40	0,44	0,49
B	3<P≤20	0,38	0,42	0,46
C	P>20	0,36	0,40	0,44

La Deliberazione AEEG 161 del 2008 ha modificato il meccanismo d'incentivazione del secondo Conto Energia rendendolo più flessibile. In particolare, viene prevista la possibilità di realizzare un impianto fotovoltaico diviso in più parti ciascuna con la propria tipologia d'integrazione architettonica, con la propria data di entrata in esercizio e con un'autonoma apparecchiatura per la contabilizzazione dell'energia prodotta. La potenza dell'impianto, ai fini della commisurazione della tariffa incentivante, è pari alla sommatoria delle potenze di tutte le sezioni dichiarate al momento della richiesta dell'incentivo per la prima sezione.

Il limite massimo della potenza elettrica cumulativa di tutti gli impianti che, ai sensi del Decreto Ministeriale 19 febbraio 2007, possono ottenere le tariffe incentivanti è pari a 1200 MW; al raggiungimento di tale limite, quale ulteriore garanzia per gli operatori, è previsto un "periodo di moratoria" di 14 mesi (24 mesi per i soli impianti i cui soggetti responsabili sono soggetti pubblici). Gli impianti che entreranno in esercizio in tale periodo di moratoria potranno comunque beneficiare delle tariffe incentivanti (art. 13).

Per quanto riguarda il lato procedurale, chi intende realizzare un impianto fotovoltaico e accedere al trattamento incentivante (sia esso persona fisica,

⁷¹¹ L'art. 6, comma 3, del decreto ministeriale 19 febbraio 2007 stabilisce, per gli impianti entrati in esercizio nel 2009 e nel 2010, che i valori in tabella siano diminuiti del 2% per anno, fermo il periodo ventennale di diritto all'incentivazione

⁷¹² Gli impianti non integrati sono quelli i cui moduli sono ubicati al suolo o allocati con modalità diverse da quelle di cui all'art. 2 lett. B2 e B3 (Art. 2 lett. B1).

⁷¹³ Gli impianti parzialmente integrati architettonicamente sono quelli i cui moduli sono posizionati su tetti piani o terrazze o sono sovrapposti in modo complanare alle superfici esterne degli involucri di edifici, agli elementi di arredo urbano e viario o alle strutture edilizie di qualsiasi destinazione (Art. 2 lett. B2)

⁷¹⁴ Gli impianti integrati architettonicamente sono quelli i cui moduli sostituiscono il materiale da costruzione delle superfici esterne degli involucri di edifici, degli elementi di arredo urbano e viario o delle strutture edilizie di qualsiasi destinazione (Art. 2 lett. B3). La Legge Finanziaria 2008 ha stabilito che gli impianti fotovoltaici i cui soggetti responsabili sono Enti Locali (comuni, province, città metropolitane, comunità montane, comunità isolate e unioni di comuni) rientrano nella tipologia di impianto integrato, indipendentemente dalle effettive caratteristiche architettoniche dell'installazione. La Legge 99/2009 ha esteso la precedente disposizione anche alle Regioni.

persone giuridica, soggetto pubblico o condominio di unità abitative e/o di edifici⁷¹⁵) deve, in primo luogo, inoltrare al gestore di rete (Terna o il distributore locale) il progetto preliminare dell'impianto e richiedere la connessione, precisando se intende avvalersi del servizio di scambio sul posto⁷¹⁶.

Entro sessanta giorni dalla data di entrata in esercizio, il titolare richiede al GSE la concessione per l'incentivazione, allegando la documentazione prevista dal Decreto Ministeriale 19 febbraio 2007. Dopo sessanta giorni dalla data di ricevimento della richiesta il GSE, verificato il rispetto delle condizioni stabilite per l'ottenimento dell'incentivazione, comunica al titolare dell'impianto l'ammontare dell'incentivazione riconosciuta.

Come già ricordato, la regolamentazione appena descritta è stata profondamente modificata dall'entrata in vigore del Decreto Ministeriale 6 agosto 2010⁷¹⁷, che regola le tariffe incentivanti da riconoscere alla produzione di energia elettrica ottenuta da impianti fotovoltaici che entrano in servizio nel triennio 2011-2013⁷¹⁸.

La previgente versione del Conto è rimasta in vigore fino a fine 2010 e - ai sensi della Legge 129 del 2010⁷¹⁹ - trova applicazione anche per gli impianti realizzati entro fine 2010 che entrano in servizio entro il 30 giugno 2011.

Il nuovo Decreto prevede una modifica delle tariffe incentivanti distinte sulla base di una nuova categorizzazione degli impianti. Al posto della suddivisione tra impianti fotovoltaici non integrati, parzialmente integrati, integrati (architettonicamente - totalmente integrati), sono enucleate due nuove categorie: gli impianti fotovoltaici realizzati sugli edifici e gli altri impianti fotovoltaici. L'ammontare della tariffa incentivante, descritto nella tabella seguente⁷²⁰, sarà decurtato del 6% all'anno nel 2012 e 2013, con arrotondamento commerciale alla terza cifra decimale.

⁷¹⁵ Art. 3 del Decreto Ministeriale 19 febbraio 2007.

⁷¹⁶ Infra pag. 207 e ss.

⁷¹⁷ Sul nuovo Conto Energia si veda M. FALCIONE, U. FARINELLI, G. B. ZORZOLI, *Elettricità dal sole*, Maggioli 2010, pag. 157 e ss.

⁷¹⁸ Si veda *Il terzo conto energia. Guida alla richiesta di incentivi per gli impianti fotovoltaici*, disponibile sul sito www.gse.it.

⁷¹⁹ Legge 13 agosto 2010, n. 129 "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105, recante misure urgenti in materia di energia. Proroga di termine per l'esercizio di delega legislativa in materia di riordino del sistema degli incentivi" (G.U. 18 agosto 2010 n. 192).

⁷²⁰ Art. 8 del Decreto Ministeriale 6 agosto 2010.

Impianti entrati in esercizio	dopo il 31/12/2010 ed entro il 30/04/2011 impianti su edifici (altri impianti)	dopo il 30/04/2011 ed entro il 31/08/2011 impianti su edifici (altri impianti)	dopo il 31/08/2011 ed entro il 31/12/2011 impianti su edifici (altri impianti)
kW	Euro/kWh	Euro/kWh	Euro/kWh
1-3	0,402 (0,362)	0,391 (0,347)	0,380 (0,333)
3-20	0,377 (0,339)	0,360 (0,322)	0,342 (0,304)
20-200	0,358 (0,321)	0,341 (0,309)	0,323 (0,285)
200-1.000	0,355 (0,314)	0,335 (0,303)	0,314 (0,266)
1.000-5.000	0,351 (0,313)	0,327 (0,289)	0,302 (0,264)
>5.000	0,333 (0,297)	0,311 (0,275)	0,287 (0,251)

Il Decreto abbina a queste incentivazioni anche specifici “premi” per impianti fotovoltaici abbinati ad un uso efficiente dell'energia (art.9) e per specifiche tipologie e applicazioni di impianti fotovoltaici (art. 10) e propone diverse tariffe per gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative⁷²¹ (titolo III) e per gli impianti a concentrazione⁷²² (titolo IV).

Il nuovo Decreto incide profondamente anche su due fondamentali aspetti procedurali: la tempistica e la modalità di invio della documentazione da parte del richiedente.

Per quanto riguarda la tempistica, il soggetto responsabile dovrà richiedere al GSE l’incentivo entro novanta giorni dall’entrata in servizio dell’impianto (art. 4

⁷²¹ Questa categoria di impianti include le installazioni che utilizzano moduli e componenti speciali espressamente realizzati per integrarsi e sostituire elementi architettonici con una potenza nominale compresa tra 1 kW e 5.000 kW. L’incentivo è pari a 0,44 €/kWh per gli impianti compresi nell’intervallo di potenza tra 1 e 20 kW, a 0,40 per quelli tra 20 e 200 kW e a 0,37 per quelli di potenza superiore a 200 kW.

⁷²² Un impianto a concentrazione anche noto come impianto solare termodinamico, è una tipologia di impianto elettrico che sfrutta la componente termica dell'energia solare per la produzione di energia elettrica. Secondo la definizione offerta dal decreto esso è “un impianto di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della radiazione solare, tramite l'effetto fotovoltaico; esso è composto principalmente da un insieme di moduli in cui la luce solare è concentrata, tramite sistemi ottici, su celle fotovoltaiche, da uno o più gruppi di conversione della corrente continua in corrente alternata e da altri componenti elettrici minori” (art. 2 lett. r). L’incentivazione degli impianti solari termodinamici è stata introdotta in Italia con il Decreto Ministeriale 11 aprile 2008 “Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici” (G. U. 30 aprile 2008, n. 101). Le tariffe incentivanti in vigore ex art. 14 del Decreto Ministeriale 6 agosto 2010 sono di 0,37 €/kWh per gli impianti compresi nell’intervallo di potenza tra 1 e 200 kW, a 0,32 per quelli tra 200 e 1000 kW e a 0,28 per quelli di potenza superiore a 1.000 kW.

co. 1), un mese in più rispetto alla scadenza di sessanta giorni prevista dal Decreto Ministeriale 19 febbraio 2007. Il mancato rispetto dei termini per la presentazione della domanda comporta la non ammissibilità alle tariffe incentivanti per il periodo intercorrente fra la data di entrata in esercizio dell'impianto e la data di comunicazione della domanda al GSE. Il GSE avrà centoventi giorni per determinare la tariffa ed erogare l'incentivo (art. 4. co. 2). A differenza di quanto accade con la procedura attuale, la documentazione per l'ottenimento dell'incentivo dovrà essere inviata esclusivamente per via telematica. I documenti devono essere trasmessi al GSE, utilizzando l'apposito portale <https://applicazioni.gse.it>. La domanda di concessione dell'incentivo dovrà, inoltre, essere inviata al GSE esclusivamente via fax o tramite posta elettronica certificata (PEC)⁷²³.

Alla luce della disciplina in costante evoluzione, non è facile tracciare il bilancio dell'esperienza "Conto Energia". Certo, è indubbio che dal 2005 ad oggi, il numero di impianti fotovoltaici è cresciuti in maniera esponenziale fino ad arrivare al numero di 140.938 con una potenza installata di 2.768.132 kW⁷²⁴.

Un successo largamente imputabile alle favorevolissime tariffe concesse e alla sicurezza per gli investitori di vedersi riconosciuta una componente incentivante predeterminata e non soggetta a fluttuazioni, essendo, a differenza dei certificati verdi, del tutto scollegata da meccanismi di mercato. Il rovescio della medaglia è rappresentato dai non trascurabili costi che i consumatori devono corrispondere per poter reggere questo sistema. I costi dell'incentivazione degli impianti fotovoltaici in Conto Energia non sono a carico dello Stato, ma sono coperti con un prelievo sulle tariffe elettriche che tutti i consumatori (componente tariffaria A3) stanno pagando da anni. Questa componente a carico del consumatore è pari a circa 0,0014€ (ovvero circa 1,4 € cent) per ogni kWh.

Inoltre, il valore degli incentivi così elevato (anche se ridotto con il terzo Conto Energia⁷²⁵) finisce per tradursi in uno svantaggio per le altre fonti energetiche rinnovabili meno supportate, che non avrebbero più margine per

⁷²³ Si veda l'Allegato III del Decreto.

⁷²⁴ Fonte: www.gse.it. I dati si riferiscono al secondo Conto Energia (2007-2010) e sono aggiornati al 31 gennaio 2011.

⁷²⁵ In vista della riduzione prevista nel terzo Conto Energia dal 2011, solo lo scorso dicembre sono state avanzate richieste di incentivi per 55.000 nuovi impianti per un totale di 4.000 MW! Il governo ha comunque promesso controlli mirati e specifici, proprio per evitare che la realizzazione di un impianto fotovoltaico possa essere oggetto anche di speculazioni.

essere stimulate ed incentivate, pur essendo meno costose ed in grado di maggiormente stimolare una filiera produttiva italiana⁷²⁶.

3. IL RITIRO DEDICATO

Il "ritiro dedicato" da parte del Gestore dei Servizi Energetici (GSE) non rappresenta una vera e propria tipologia di incentivazione diretta, ma piuttosto una modalità semplificata a disposizione dei produttori di elettricità da fonti rinnovabili per il collocamento sul mercato dell'energia elettrica immessa in rete, alternativa ai contratti bilaterali o alla vendita diretta in Borsa. In sostanza, l'energia viene venduta dal GSE per conto del produttore, il che comporta una semplificazione gestionale rispetto alla vendita diretta sul mercato libero tramite la Borsa Elettrica o i mercati non regolamentati, ma anche una maggiore redditività in confronto ai prezzi medi di mercato grazie ai prezzi minimi garantiti dal GSE.

Il ritiro dedicato è disciplinato in via generale dall'articolo 13, comma 3, del Decreto Legislativo 387 del 2003, che prevede che l'energia elettrica, prodotta da impianti di potenza inferiore a 10 MVA⁷²⁷ (qualunque sia la fonte)⁷²⁸, da impianti di potenza apparente nominale uguale o superiore a 10 MVA, alimentati da fonti rinnovabili programmabili purché nella titolarità di un autoproduttore (così come definito dall'articolo 2, comma 2, del Decreto Legislativo 79 del 1999), nonché da impianti di potenza qualsiasi alimentati dalle fonti rinnovabili⁷²⁹ eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice ed idraulica,⁷³⁰ sia ritirata dal GSE, su richiesta del produttore, con le modalità stabilite dall'AEEG, "facendo riferimento a condizioni economiche di mercato".

L'AEEG ha dato attuazione a questa disposizione definendo le modalità di ritiro con la Delibera 6 novembre 2007, n. 280⁷³¹. Per accedere al Ritiro dedicato, è sufficiente stipulare con il GSE una semplice convenzione che serve a regolare, sotto il profilo tecnico e commerciale, il ritiro dell'energia elettrica da parte del

⁷²⁶ Questa preoccupazione è stata recentemente espressa dal Fiper (Federazione Italiana di Produttori fa Fonte Rinnovabile) in un recente incontro con il Ministro delle Attività Produttive, Romani (si veda il comunicato stampa del 4 febbraio 2011, disponibile sul sito www.fiper.it).

⁷²⁷ La norma si riferisce alla potenza apparente (misurata in VA, cioè Volt-Ampère) degli impianti, anziché alla loro potenza attiva nominale (misurata in W, cioè watt).

⁷²⁸ Quindi, al di sotto di questa soglia, il ritiro dedicato è esteso anche agli impianti alimentati da fonte fossile.

⁷²⁹ Si esclude dal novero delle fonti rinnovabili ammesse al ritiro dedicato l' "energia CIP 6".

⁷³⁰ Il ritiro dedicato è ammesso per la fonte idraulica solo per gli impianti ad acqua fluente.

⁷³¹ Il testo della delibera 6 novembre 2007, n. 280/07 è stato modificato dalle successive delibere: 3 giugno 2008, n. 74/08, 8 gennaio 2009, n. 1/09 e 4 agosto 2010, n. 127/10.

GSE e sostituisce ogni adempimento contrattuale del produttore in ordine ai servizi di dispacciamento e di trasporto (trasmissione e distribuzione).

Per gli impianti di potenza attiva nominale fino a 1 MW sono definiti prezzi minimi garantiti (articolo 7, comma 1, delibera AEEG 280/2007) aggiornati periodicamente dall'AEEG. I prezzi minimi garantiti in vigore per il 2011 sono pari a: fino a 500.000 kWh annui, 103,4 €/MWh; da oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh annui, 87,2 €/MWh; da oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh annui, 76,2 €/MWh.

Oltre al prezzo minimo garantito, sono previste una serie di compensazioni attive e passive calcolate percentualmente sull'energia immessa. In particolare, per l'accesso al regime di ritiro dedicato il produttore riconosce al GSE un corrispettivo per il recupero dei costi amministrativi pari allo 0,5% del controvalore della remunerazione dell'energia ritirata, fino a un massimo di Euro 3.500 all'anno per impianto (articolo 4, comma 2, lettera e, delibera 280/07).

E', inoltre, previsto un corrispettivo per il servizio di aggregazione delle misure delle immissioni, a carico dei soli impianti di potenza nominale elettrica superiore a 50 kW e a favore del GSE, , attualmente pari a 3,72 Euro/mese per impianto (articolo 4, comma 2, lettera c), delibera 280/07).

Per gli impianti di produzione connessi alla rete elettrica in bassa o media tensione è, invece, il GSE a riconoscere al produttore il corrispettivo per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica, attualmente pari a 0,00388 euro/kWh.

4. LO SCAMBIO SUL POSTO

Lo scambio sul posto costituisce una diversa modalità di semplificazione della cessione di energia elettrica da parte di piccoli produttori che siano anche clienti finali di energia elettrica e, a differenza del ritiro dedicato, rappresenta una forma di incentivazione economica diretta per il produttore. Si tratta, parimenti al ritiro dedicato, di un servizio opzionale attivabile su richiesta di chi ha i requisiti per accedervi.

Lo Scambio sul posto è un meccanismo non compatibile con il Ritiro dedicato dell'energia e con la Tariffa onnicomprensiva, che si configura come una vendita incentivata di energia elettrica, mentre risulta compatibile con il Conto Energia per il fotovoltaico e con i certificati verdi.

La primigenia fonte normativa relativa allo scambio sul posto è da ravvisarsi nell'articolo 10, comma 7, secondo periodo, della Legge 133 del 1999⁷³², che limita questo servizio agli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza elettrica non superiore a 20 kW.

Il servizio di scambio sul posto è poi stato confermato, sempre per gli impianti di potenza nominale fino a 20 kW alimentati da fonti rinnovabili, dall'articolo 6 del Decreto Legislativo 387 del 2003, che lascia all'AEEG⁷³³ il compito di disciplinare le condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto. Il comma 2 di tale articolo prevede che, nell'ambito della disciplina dello scambio sul posto, non è consentita⁷³⁴ la vendita dell'energia elettrica prodotta, mentre, secondo il comma 3, il produttore che si avvale di tale servizio è esonerato da ogni altro adempimento relativo all'accesso e all'utilizzo della rete elettrica (principalmente dalla procedura di connessione e dalla sottoscrizione dei contratti di trasmissione, dispacciamento e distribuzione).

Successivamente il quadro normativo viene sensibilmente modificato dall'articolo 6, comma 6, del Decreto Legislativo 20 del 2007⁷³⁵ che incarica l'Autorità di definire le condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento di potenza nominale fino a 200 kW (senza tuttavia vietare la vendita dell'energia elettrica prodotta dagli stessi impianti in eccesso rispetto ai consumi del loro titolare) e, soprattutto, dall'articolo 2, comma 150⁷³⁶, della Legge Finanziaria 2008 che estende anche agli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007.

In seguito all'entrata in vigore di queste disposizioni, con la deliberazione 3 giugno 2008, n. 74, recante il Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto ("TISP"), l'AEEG ha provveduto ad un

⁷³² Legge 13 maggio 1999, n. 133 "Disposizioni in materia di perequazione, razionalizzazione e federalismo fiscale" (G.U. 17 maggio 1999, n. 113).

⁷³³ L'AEEG ha dato prima attuazione a tale disposizione con la deliberazione 10 febbraio 2006, n. 28.

⁷³⁴ Questo divieto è venuto meno con le modifiche introdotte dall'art. 27, comma 45, della Legge 23 luglio 2009, n. 99 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia" (G.U. 31 luglio 2009, n. 176). Il nuovo comma 2° dell'art. 6 del Decreto Legislativo 387 del 2003 prevede, infatti, che: "Nell'ambito della disciplina di cui al comma 1, l'energia elettrica prodotta può essere remunerata a condizioni economiche di mercato per la parte immessa in rete e nei limiti del valore eccedente il costo sostenuto per il consumo dell'energia".

⁷³⁵ Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 "Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE" (G.U. 6 marzo 2007, n. 54).

⁷³⁶ L'articolo 20 del Decreto Ministeriale 18 dicembre 2008, nell'attuare questa disposizione, ha demandato all'AEEG il compito di stabilire nuove modalità per lo scambio sul posto. L'Autorità ha provveduto con la deliberazione 9 gennaio 2009, n. 1.

complessivo aggiornamento delle disposizioni contenute nella deliberazione n. 28 del 2006. Il TISP, pur modificato più volte⁷³⁷, rimane a tutt'oggi il testo normativo di riferimento del meccanismo di scambio sul posto.

Anzitutto, la disciplina del TISP si applica dal 1° gennaio 2009 ai soggetti richiedenti che abbiano la disponibilità o la titolarità di impianti: alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW, alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 200 kW (se entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007) o, infine, di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW (art. 2, Allegato A del TISP).

Il sistema dello scambio sul posto regolato dal TISP è sensibilmente differente dal precedente sistema di cui alla delibera AEEG 28/2006. Il vecchio sistema stabiliva, infatti, che l'utente potesse immettere in rete l'energia prodotta e prelevarla al bisogno, maturando un credito nei confronti del GSE per la parte prodotta in eccesso e non autoconsumata.

Il TISP prevede, invece, che lo scambio sul posto è regolato da una convenzione, sottoscritta dall'utente e dal GSE, in base alla quale gli utenti aderenti al servizio devono conferire tutta l'energia autoprodotta nel sistema elettrico gestito dal GSE e acquistare, presso il fornitore territorialmente competente, l'energia necessaria a coprire i bisogni⁷³⁸.

Il costo sostenuto per l'acquisto dell'energia sarà successivamente "rimborsato" dal GSE mediante un contributo in conto scambio, che è quantificato periodicamente in misura pari al minore tra il controvalore dell'energia a suo tempo conferita e il valore dell'energia prelevata presso il fornitore territorialmente competente, al netto dell'IVA pagata⁷³⁹.

Se il valore di mercato dell'energia elettrica prodotta ed immessa in rete supera il valore di mercato dell'energia prelevata, si matura un credito che può essere utilizzato negli anni successivi oppure monetizzato⁷⁴⁰.

I produttori che intendano aderire al regime di scambio sul posto devono presentare un'apposita istanza al GSE attraverso il portale informatico.

⁷³⁷ Si vedano le Deliberazioni n. 226/10, 127/10, 186/09, 1/09 e 184/08.

⁷³⁸ Senza voler eccessivamente banalizzare, alla base del nuovo sistema sta la considerazione che non vi è coincidenza tra il momento in cui l'energia è prodotta e quello in cui viene consumata.

⁷³⁹ In particolare il contributo erogato dal GSE all'utente dello scambio sul posto (USSP) prevede il riconoscimento del valore minimo tra l'onere energia e il controvalore in Euro dell'energia elettrica immessa in rete ed il ristoro dell'onere servizi limitatamente all'energia scambiata con la rete. Per maggiori dettagli si rinvia alla guida *Scambio sul posto* su www.gse.it.

⁷⁴⁰ Con la Delibera 9 dicembre 2009 n. 186, e in applicazione della legge 99/09, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha infatti definito una serie di modifiche tra cui la possibilità, per gli utenti che hanno già aderito allo scambio, di optare tra la gestione a credito per gli anni successivi e la liquidazione monetaria (annuale) delle eventuali eccedenze produttive.

Presupposto per la sottoscrizione della convenzione da parte del GSE è la presenza di impianti per il consumo e per la produzione di energia elettrica sottesi ad un unico punto di connessione con la rete elettrica (è classico l'esempio del pannello fotovoltaico collocato sul tetto di una abitazione). Ci sono però delle eccezioni a questa regola che riguardano, in particolare, gli impianti alimentati da fonti rinnovabili quando l'utente dello scambio sul posto sia un Comune, proprietario degli impianti, con popolazione fino a 20.000 residenti ovvero sia il Ministero della Difesa.

I dati offerti dal GSE mostrano come, in generale, le condizioni economiche offerte dallo scambio sul posto siano più vantaggiose della vendita dell'energia attraverso il servizio di "ritiro dedicato", perché l'energia immessa in rete viene remunerata ad una tariffa superiore e corrispondente al valore di mercato dell'energia più il costo unitario variabile dei servizi associato alla propria bolletta di fornitura per la quantità di energia elettrica scambiata. Questo è particolarmente vero se l'impianto per la produzione di energia rinnovabile sia proporzionato ai propri consumi oppure se è sottodimensionato, mentre oltre una certa soglia di sovradimensionamento potrebbe diventare conveniente optare per il ritiro dedicato.

5. LA CONNESSIONE ALLE RETI

Un aspetto fondamentale della promozione delle rinnovabili concerne la connessione alla rete, imprescindibile per il trasporto dell'energia elettrica prodotta. In maniera molto schematica, si può dire che tale trasporto avviene per mezzo di elettrodotti che possono far parte Rete di Trasmissione Nazionale⁷⁴¹ (nel qual caso il trasporto è definito più propriamente "trasmissione"), ovvero di reti locali di distribuzione (si parla allora di "distribuzione" dell'energia elettrica), gestite in concessione esclusiva da distributori locali⁷⁴².

Posta la delicatezza e l'importanza del tema, la Direttiva 2001/77/CE, al considerando 22, raccomanda che i costi per la connessione di nuovi produttori di elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili siano oggettivi, trasparenti e non discriminatori e tengano conto dei benefici apportati alla rete dalla connessione degli impianti di generazione. A tal fine, secondo l'articolo 7 comma 2

⁷⁴¹In Italia, Terna S.p.a. è la società responsabile della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione su tutto il territorio nazionale.

⁷⁴²A. BIANCO, *L'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili*, in B. POZZO, *Le politiche energetiche comunitarie*, Giuffrè 2009, pag. 141 e ss.

della stessa Direttiva, gli Stati membri sono tenuti all'elaborazione di regole standardizzate.

Nel dare attuazione a questa disposizione l'articolo 14, comma 1 e 2, del Decreto Legislativo 387 del 2003, prevede che l'AEEG adotti specifiche direttive relativamente alle condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV. La Legge Finanziaria 2008 (articolo 2 comma 165), integrando l'articolo 14 comma 2 del Decreto Legislativo 387 del 2004 prescrive che le direttive dell'AEEG definiscano ulteriori disposizioni favorevoli per la connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili come la previsione di sanzioni e di procedure sostitutive in caso di inerzia del gestore di rete e, soprattutto, l'obbligo di connessione prioritaria alla rete degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, anche nel caso in cui la rete non sia tecnicamente in grado di ricevere l'energia prodotta ma possano essere adottati interventi di adeguamento congrui.

L'AEEG ha, così, definito le condizioni (procedurali, economiche e tecniche) per la connessione di impianti di produzione di energia alle reti elettriche nell'Allegato A della Deliberazione 99 del 2008 "Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (TICA)", da ultimo modificato con la Delibera 125 del 2010.

In primo luogo, la connessione necessita di un contratto tra il produttore ed il gestore di rete; tale accordo giunge a conclusione di un complicato iter burocratico (ora, senza dubbio, velocizzato dalla Delibera 125 del 2010), che inizia con la richiesta di connessione⁷⁴³. Tale richiesta per impianti di potenza (in immissione) inferiore a 10 MW (10.000 kW) deve essere presentata direttamente all'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale, mentre, per potenze superiori a 10 MW deve essere presentata a Terna.

IL TICA predetermina, altresì, l'ammontare massimo del corrispettivo per la connessione degli impianti alle reti⁷⁴⁴ e stabilisce, in caso di ritardi del gestore di rete nella procedura di connessione, indennizzi automatici a favore del richiedente⁷⁴⁵. In tale sede vengono poi disciplinate le procedure sostitutive in caso di inerzia nella connessione da parte del gestore di rete⁷⁴⁶. Infine, la Deliberazione impone al gestore di rete di trattare in via prioritaria le richieste e la realizzazione

⁷⁴³ Art. 6 della Deliberazione AEEG 99 del 2008.

⁷⁴⁴ Titolo II della Deliberazione AEEG 99 del 2008.

⁷⁴⁵ Art. 14 della Deliberazione AEEG 99 del 2008.

⁷⁴⁶ Art. 17 della Deliberazione AEEG 99 del 2008.

delle connessioni di impianti di produzione da fonte rinnovabile e da cogenerazione ad alto rendimento rispetto agli impianti di produzione diversi dai predetti impianti⁷⁴⁷.

6. IL NUOVO QUADRO DEGLI INCENTIVI ALLE RINNOVABILI DELINEATO DAL DECRETO ROMANI DI RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA 2009/28/CE

Secondo l'articolo 27 della nuova Direttiva sulle fonti rinnovabili (2009/28/CE), gli Stati membri sono tenuti ad approvare le disposizioni legislative, regolamentari e amministrative necessarie per conformarsi alla Direttiva stessa entro il 5 dicembre 2010. Proprio a ridosso della scadenza, in data 30 novembre 2010, il Consiglio dei Ministri ha dato il via libera in via preliminare (per l'invio ai pareri della Conferenza unificata e delle Commissioni parlamentari) allo Schema di Decreto Legislativo che recepisce la Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili al 2020. Il Decreto, più volte modificato rispetto alla stesura iniziale, è stato approvato dal Consiglio dei Ministri il 3 marzo 2011 e firmato dal Presidente della Repubblica il 9 marzo; tuttavia, ad oggi, il testo non è ancora stato pubblicato ed, anzi, le fortissime proteste degli operatori di settore (edili, installatori, gestori degli impianti, associazioni ambientaliste...) ⁷⁴⁸ e i dissidi interni alla stessa maggioranza ⁷⁴⁹ potrebbero indurre il Governo a rivisitare completamente le norme in esso contenute.

In via generale, il Decreto ribadisce l'obiettivo del 17% di energia prodotta da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo entro il 2020, specificando che sempre al 2020 "la quota di energia da fonti rinnovabili in tutte le forme di trasporto dovrà essere almeno pari al 10% del consumo finale di energia nel settore dei trasporti". Tra i cambiamenti contenuti nei 47 articoli e nei quattro allegati tecnici in cui si articola il decreto legislativo ci sono anche la revisione del meccanismo degli incentivi e una più pronunciata semplificazione amministrativa.

Per quanto riguarda i regimi di sostegno, l'articolo 23 prevede importanti novità anche dal punto di vista della razionalizzazione degli incentivi attraverso la predisposizione di criteri e strumenti che, nelle intenzioni del Governo, dovrebbero promuovere l'efficacia, l'efficienza, la semplificazione e la stabilità nel tempo del

⁷⁴⁷ Art. 15 della Deliberazione AEEG 99 del 2008.

⁷⁴⁸ Alcune associazioni si sono già organizzate per proporre ricorso avanti alla Commissione Europea perché il Decreto Legislativo presenterebbe diversi profili di contrasto con la disciplina prevista dalla Direttiva 2009/28/CE. (Fonte: Il Sole 24 ore, 24 marzo 2011).

⁷⁴⁹ Si ricordi, ad esempio, la presa di posizione del movimento Forza del Sud che ha minacciato di non votare il federalismo fiscale qualora non vengano ritirate alcune delle disposizioni più fortemente controverse del Decreto (Fonte: La Repubblica 3 marzo 2011).

sistema. Di parere diametralmente opposto le opposizioni e gli operatori di settore secondo cui il Decreto introduce ulteriori elementi di incertezza per il fatto che, per i principali punti chiave del sistema rinnovabili, come la definizione del valore degli incentivi, si rimanda a future disposizioni attuative.

Tra le modifiche principali, c'è il sostanziale taglio al valore dei certificati verdi, che colpisce retroattivamente gli impianti già in funzione. Come si legge all'articolo 25 comma 4 del decreto, il prezzo con cui il GSE ritirerà i certificati verdi in eccesso è pari al 78 per cento del prezzo di cui al citato comma 148 dell'articolo 2 della Legge 244 del 2007 (Finanziaria 2008), ossia del prezzo massimo di riferimento. Tradotto nel concreto: una riduzione del 22% del valore dei certificati verdi.

Gli stessi certificati verdi, dopo un periodo transitorio (articolo 25⁷⁵⁰), verranno sostituiti dall'introduzione di nuovi meccanismi di incentivazione differenziati a seconda della taglia degli impianti. In particolare, sono fissate tariffe per i piccoli impianti (fino a 5 MW) mentre per gli impianti di potenza maggiore si applicherà un sistema di aste al ribasso. Questa ripartizione dovrebbe rispondere all'esigenza di fornire certezze sulla remunerazione e possibilità di accesso al credito bancario per i piccoli investitori, stimolando, nel contempo, i produttori più importanti a mantenere comportamenti efficienti⁷⁵¹.

A questa disciplina si fa eccezione per alcune categorie di impianti, ovvero quelli alimentati a biomasse, biogas e bioliquidi, per i quali la dipendenza del costo dell'energia dal valore della materia prima utilizzata rende necessario ricorrere a una tariffa binomia, con una parte correlata all'andamento dei costi della stessa materia prima.

In caso di conferma dell'apparato normativo del Decreto Legislativo, il settore più in difficoltà potrebbe essere quello del fotovoltaico dal momento che il

⁷⁵⁰ Il sistema viene ridotto gradualmente per il periodo 2013-2014 fino ad annullarsi per l'anno 2015.

⁷⁵¹ In realtà, il cambiamento di sistema di incentivazione è assai dibattuto e da molti criticato in particolare sull'abbandono dei meccanismi di mercato. Nella Segnalazione PAS 1/11 del 14 gennaio 2011, l'AEEG si è così espressa: *"lo Schema di Decreto legislativo che recepisce la Direttiva 2009/28 esprime un orientamento verso meccanismi amministrati che, oltre a non dare garanzie sulla capacità di minimizzare i costi di sistema, risultano pure distonici rispetto alle logiche di fondo da cui muovono tutte le principali direttive e decisioni UE di settore, tutte orientate a rafforzare il ruolo dei mercati regolati e della concorrenza, anche per rafforzare sicurezza, adeguatezza, economicità, qualità ed ecocompatibilità del sistema energetico e dei suoi servizi. È ben vero che il decreto prevede il ricorso ad aste, per la scelta dei progetti da incentivare, ma lo fa con modalità tali da lasciare amplissimi varchi al rischio di inefficienze e, addirittura, di inapplicabilità."* Soprattutto l'introduzione di una soglia, pari a 5 MW, al di sopra della quale il valore unitario dell'incentivo viene definito tramite aste al ribasso e al di sotto della quale il valore unitario dell'incentivo è amministrato lascia troppi margini all'incertezza ed è facilmente eludibile. Infatti, l'introduzione di una soglia (peraltro non angusta) comporta il rischio che gli impianti vengano artificiosamente contenuti entro i 5 MW al solo fine di evitare le procedure concorsuali.

l'articolo 25 comma 9 prevede che il Terzo Conto Energia, entrato in vigore nel gennaio del 2011, sarà applicabile soltanto agli impianti che entreranno in funzione entro il 31 maggio 2011, mentre per quelli allacciati dopo tale data gli incentivi saranno rimodulati e disciplinati con un successivo decreto da emanare, comunque, entro il 30 aprile 2011. E' chiaro che le incertezze sull'entrata in vigore del Quarto Conto Energia e sull'effettivo ammontare degli incentivi determineranno, presumibilmente, un sensibile calo degli investimenti nel settore. A ciò si aggiungono altre disposizioni evidentemente limitative per gli impianti solari fotovoltaici con moduli collocati a terra in aree agricole; per queste installazioni l'accesso agli incentivi statali è consentito a condizione che la potenza nominale di ciascuna impianto non sia superiore a 1 MW e, nel caso di terreni appartenenti al medesimo proprietario, gli impianti siano collocati ad una distanza non inferiore a 2 chilometri. Inoltre si richiede che non sia destinato all'installazione degli impianti più del 10 per cento della superficie del terreno agricolo nella disponibilità del proponente (articolo 10)⁷⁵².

Il Decreto propone, infine, un'altra importante disposizione - l'articolo 26, comma 1 - che fissa (salvo talune eccezioni) un principio generale di non cumulabilità futura degli incentivi in esame con "altri incentivi pubblici comunque denominati" per gli impianti avviati dopo il 31 dicembre 2012.

E. L'AUTORIZZAZIONE UNICA PER GLI IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

1. *PREMESSA: LA NECESSITA' DI UN PROCEDIMENTO AUTORIZZATIVO EFFICIENTE E RAPIDO*

Come si è potuto appurare nei paragrafi precedenti, gli incentivi offerti per le rinnovabili nell'ordinamento italiano sono potenzialmente attrattivi per gli investimenti, nonostante la loro eterogeneità e complessità. Tuttavia, l'attrazione che le energie rinnovabili italiane con i suoi elevati incentivi genera sui capitali, anche esteri, rischia di essere rallentata e restare limitata dalla schizofrenia delle politiche di sostegno e dalla lentezza/incertezza dei procedimenti autorizzativi.

⁷⁵² Questi limiti non si applicano:

- ai terreni abbandonati da almeno cinque anni
- agli impianti solari fotovoltaici con moduli collocati a terra in aree agricole che hanno conseguito il titolo abilitativo entro la data di entrata in vigore del presente decreto o per i quali sia stata presentata richiesta per il conseguimento del titolo entro il 1° gennaio 2011, a condizione in ogni caso che l'impianto entri in esercizio entro un anno dalla data di entrata in vigore del Decreto.

In un recente studio avente come obiettivo il calcolo dei costi di generazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili, condotto per conto e con il sostegno dell'Associazione Produttori Energia da Fonti rinnovabili (APER) dall'Università di Padova⁷⁵³ è stato evidenziato come un quadro normativo frammentato e talvolta poco coerente induce delle inefficienze di sistema che si traducono in un incremento di costi per gli operatori. Molti fattori concorrono a determinare questa condizione, che ci allontana decisamente da alcuni Paesi europei che hanno ormai consolidato la loro presenza nel settore delle energie rinnovabili: la decentralizzazione delle procedure di autorizzazione, l'inefficacia dei processi amministrativi ed alcuni atteggiamenti preconfezionati diffusi. Un processo autorizzativo snello, chiaro, ben normato e stabile nel tempo è una condizione necessaria per aumentare il contributo delle fonti rinnovabili al bilancio energetico nazionale.

Il Decreto Legislativo 387 del 2003 ha, almeno apparentemente, rappresentato una svolta positiva nella farraginoso normativa italiana in materia di autorizzazione agli impianti. Certo, si tratta pur sempre di una svolta "indotta" dal legislatore comunitario, che, nell'ambito della promozione complessiva delle fonti energetiche rinnovabili dettata dalla Direttiva 2001/77/CE⁷⁵⁴ (considerando 20 ed articolo 6), ha stabilito per gli Stati membri obiettivi perentori per la semplificazione dell'iter burocratico degli impianti FER. Le finalità della Direttiva⁷⁵⁵ sono, infatti, quelle di ridurre gli ostacoli normativi e di altro tipo all'aumento della produzione di elettricità da fonti energetiche rinnovabili, razionalizzare e accelerare le procedure all'opportuno livello amministrativo ed, infine, garantire che le norme siano oggettive, trasparenti e non discriminatorie e tengano pienamente conto delle particolarità delle varie tecnologie per le fonti energetiche rinnovabili.

2. L'ARTICOLO 12 DEL DECRETO LEGISLATIVO 387 DEL 2003

Nel dare attuazione alla Direttiva 2001/77/CE, il Decreto Legislativo 387 del 2003, all'art. 12, delinea l'ossatura del procedimento unico per il rilascio delle

⁷⁵³ A. LORENZONI, L. BANO, *I costi di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili*, Università degli studi di Padova – Dipartimento di Ingegneria elettrica 2007.

⁷⁵⁴ La Direttiva 2001/77/CE è stata sostituita dalla Direttiva 2009/28/CE; per ciò che concerne le autorizzazioni amministrative si vedano in particolare i considerando 40 e 41 e l'articolo 13. In sede governativa è attualmente in discussione un Decreto Legislativo per il recepimento della nuova Direttiva.

⁷⁵⁵ Sul punto: Capitolo I, pag. 37 e ss.

autorizzazioni alla costruzione e all'esercizio degli impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili⁷⁵⁶.

Già l'idea in sé di un procedimento unico che sfocia in un unico titolo abilitativo è qualcosa di realmente innovativo rispetto alla caotica situazione previgente. La necessità di una pluralità di atti d'assenso⁷⁵⁷, ciascuno promanato da una diversa Amministrazione posta alla tutela di uno specifico interesse pubblico, era all'origine di costanti ritardi e frequenti distorsioni, anche perché si assisteva a frequenti invasioni delle reciproche sfere di attribuzione, e a scoraggianti dispute e veti incrociati tra le varie autorità coinvolte. L'autorizzazione unica, al contrario, costituisce titolo a costruire ed esercire l'impianto in conformità al progetto approvato nonché, se necessario, dichiarazione di pubblica utilità, indifferibilità e urgenza (articolo 12, comma 1).

Il Decreto Legislativo, tuttavia, offre una disciplina soltanto embrionale della procedura di autorizzazione unica, limitandosi a fissare i termini per la convocazione della Conferenza dei Servizi (trenta giorni dal ricevimento della domanda di autorizzazione⁷⁵⁸) e per la conclusione del procedimento (centoottanta giorni⁷⁵⁹).

Il riferimento alla Conferenza dei Servizi⁷⁶⁰ e la fissazione di tempi contingentati entro i quali l'amministrazione competente deve emanare

⁷⁵⁶ Si veda L. RICCI, *Procedure autorizzative per la realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili e pluralità di domande*, in Rivista giuridica dell'Ambiente, n. 6/2009, pag. 889 e ss.

⁷⁵⁷ A titolo esemplificativo, è utile ricordare gli atti di assenso necessari per la costruzione di un impianto eolico prima dell'entrata in vigore dell'art. 12 del Decreto Legislativo 387 del 2003: nulla osta dello Stato Maggiore Difesa, certificato di prevenzione incendi, autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'elettrodotto, atti di sottomissione al Ministero delle Comunicazioni, autorizzazioni allo svincolo idrogeologico, nulla osta paesaggistico, nulla osta idrogeologico, specifica autorizzazione se i terreni sono gravati da uso civico, procedura di screening ambientale, eventuale VIA, valutazione di incidenza se si tratta di aree incluse in Siti di Interesse Comunitario, concessione ad edificare (Fonte: *Lettura commentata del decreto 29 dicembre 2003, n. 387*, Aper, 2004).

⁷⁵⁸ Articolo 12, comma 3 del Decreto Legislativo 387 del 2003.

⁷⁵⁹ Articolo 12, comma 4 del Decreto Legislativo 387 del 2003.

⁷⁶⁰ La Conferenza dei Servizi, compiutamente regolata dalla Legge 241 del 1990 ("Nuove norme in materia di procedimento amministrativo e di diritto di accesso ai documenti amministrativi", G. U. 18 agosto 1990, n. 192), art. 14 e ss., è un meccanismo procedimentale che favorisce la semplificazione dei processi decisionali. Tale strumento è sempre utilizzato quando si tratta di impianti di produzione elettrica alimentati da fonti rinnovabili, non realizzabili con comunicazione o con dichiarazione di inizio attività.

Nella Conferenza dei Servizi vengono prodotti tutti i pareri, le autorizzazioni, i nulla osta e gli atti di assenso delle amministrazioni coinvolte nel procedimento amministrativo. La Conferenza dei Servizi è convocata dall'ente responsabile della procedura che, nel caso degli impianti a fonti rinnovabili, è la Regione o la Provincia da essa delegata. Dalla Conferenza dovrebbe uscire l'autorizzazione unica che incorpori, in forma unitaria, tutta la serie di provvedimenti altrimenti da richiedere ai diversi enti preposti (Regione, Provincia, Comune, Comunità montana, Soprintendenza, Corpo Forestale dello Stato, Arpa, Azienda sanitaria locale, ecc.). La decisione motivata di conclusione del procedimento è assunta tenendo conto delle posizioni prevalenti espresse.

l'autorizzazione rappresentano, almeno teoricamente, un ottimo antidoto all'annoso problema che, in generale, affligge i procedimenti amministrativi, ovvero quello di una tempistica eccessiva per l'emanazione del provvedimento finale.

In effetti, se, da una parte, la Conferenza dei Servizi è uno strumento adeguato ad assicurare il coordinamento tra le diverse autorità responsabili, prevedendo la loro convocazione in un'unica sede al fine di esaminare, contemporaneamente, tutti gli interessi in gioco, dall'altra, come chiarito dalla giurisprudenza amministrativa⁷⁶¹ e costituzionale, il termine di centoottanta giorni per la conclusione del procedimento deve considerarsi perentorio, con la conseguenza che il suo inutile decorso dà luogo al silenzio-rifiuto impugnabile.

Quanto all'autorità competente al rilascio dell'autorizzazione unica, il Decreto Legislativo (art. 12 co. 3) attribuisce questo compito alla Regione o alle Province (previa espressa delega regionale)⁷⁶².

Questa regola non si applica agli impianti eolici off-shore, per i quali la competenza spetta allo Stato. L'autorizzazione è, infatti, rilasciata dal Ministero dei

All'ambito di applicazione della conferenza di servizi, fanno eccezione le concessioni di derivazione d'acqua pubblica o le concessioni per lo sfruttamento delle risorse geotermiche, le quali usualmente devono essere ottenute al di fuori della Conferenza.

⁷⁶¹ Per esempio: T.A.R. Basilicata, sent. 5 marzo 2007, n. 144, Soc. E.E. C. Regione Basilicata e Corte Costituzionale, sent. 9 novembre 2006, n. 364, Pres. Consiglio C. Regione Puglia. In quest'ultima pronuncia la Corte Costituzionale, dichiarando l'illegittimità costituzionale dell'articolo 1 comma 1 della Legge della Regione Puglia, 11 agosto 2005, n. 9, ha chiarito che: *"L'indicazione del termine massimo di centoottanta giorni per la conclusione del procedimento di rilascio dell'autorizzazione unica per la costruzione e l'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, contenuto nell'art. 12, comma 4, d.lgs. 29 dicembre 2003 n. 387, deve qualificarsi quale principio fondamentale in materia di "produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia", in quanto tale disposizione risulta ispirata alle regole della semplificazione amministrativa e della celerità, garantendo, in modo uniforme sull'intero territorio nazionale, la conclusione entro un termine definito del procedimento autorizzativo."*

Il principio della perentorietà del termine di centoottanta giorni è stato confermato anche rispetto alla mancata o ritardata approvazione del piano regolatore generale da parte dei Comuni (pratica, invero, assai diffusa). Il Consiglio di Stato (sent. 26 febbraio 2010, n. 1139) ha, infatti, affermato che *"La mancanza del piano regolatore per l'installazione di impianti eolici (art. 14 del regolamento della Regione Puglia n. 16/2006) non può impedire la realizzazione sul territorio comunale di siffatti impianti, atteso che una tale interpretazione verrebbe a sospendere sine die le richieste di autorizzazione in tale settore ponendosi in contrasto con il principio fondamentale del D.L.vo n. 387/2003, che esige la conclusione del procedimento in 180 giorni, come già statuito dalla sentenza Corte Cost. n.364/2006 proprio con riferimento ad una disposizione legislativa della regione Puglia avente un effetto sospensivo analogo"*.

⁷⁶² La versione originaria del comma 3 dell'art. 12 attribuiva tale compito alle Regione o ad altro soggetto istituzionale da questa delegato. Benché le deleghe fossero stati in massima parte conferite alla Province, in un caso la competenza era stata attribuita alle amministrazioni comunali. La Regione Umbria aveva adottato, una propria disciplina del procedimento per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, delegando, all'art 7-bis della L.R. 1-2004, comma 2 il procedimento di autorizzazione unica ai Comuni. Tuttavia, dopo l'entrata in vigore della Legge Finanziaria 2008 (L. 244-2007), limitante la possibilità di delega alle sole province, la Regione Umbria ha dovuto mutare la norma sulla competenza, trasferendo la delega dai comuni alle province (L.R. 5-2008, art. 5).

Trasporti, sentiti il Ministero dello Sviluppo Economico ed il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, con le modalità della conferenza di servizi e previa concessione d'uso del demanio marittimo da parte della competente autorità marittima⁷⁶³.

3. IMPIANTI NON SOGGETTI ALL'AUTORIZZAZIONE UNICA

Il comma 5 dell'art. 12 esclude l'applicazione della procedura appena delineata per gli impianti per i quali non è prevista alcuna autorizzazione, disponendo che, quando la capacità di generazione sia inferiore a certe soglie⁷⁶⁴, trovi applicazione la disciplina prevista per la denuncia di inizio attività (D.I.A.) di cui agli articoli 22 e 23 del testo unico di cui al decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380⁷⁶⁵ e successive modificazioni⁷⁶⁶.

⁷⁶³ Questa modifica "centralista", forse giustificata dalle innumerevoli resistenze degli enti locali verso questa tipologia d'impianti, ha già suscitato numerosi malumori tra le amministrazioni regionali. A proposito, si può citare il caso del parco eolico off-shore di Termoli (Molise), autorizzato al Ministero dei Trasporti (luglio 2008), ma fortemente avversato dalla Regione Molise per il notevole impatto ambientale.

⁷⁶⁴ Tali soglie sono indicate nella Tabella A allegata, a seguito delle modifiche introdotte dalla Legge Finanziaria 2008 (art. 2, co. 161, L. 244 del 2007) al decreto 387 del 2003. In particolare, si prevedono i seguenti limiti: per l'eolico 60 kW per l'eolico, 20 kW per il solare fotovoltaico, 200 kW per le biomasse, 100 kW per l'idraulica e 250 kW per Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas. La legge comunitaria 2009 ha delegato il Governo ad estendere l'utilizzo della D.I.A. agli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza non superiore a 1 MW.

⁷⁶⁵ Decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380 "Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia" (G.U. 20 ottobre 2001, n. 245).

⁷⁶⁶ La procedura di D.I.A. prevede la presentazione, almeno trenta giorni prima dell'inizio dei lavori, allo sportello unico del Comune, della denuncia accompagnata da una dettagliata relazione a firma di un progettista abilitato e dagli opportuni elaborati progettuali, in cui si descrivono nel dettaglio le opere da compiersi e i riferimenti normativi, nazionali e locali, che interessano il provvedimento e la certificazione del fatto che il progettista si assume la responsabilità che le opere siano in conformità degli strumenti urbanistici vigenti al tempo dei lavori, nonché il rispetto delle norme di sicurezza e di quelle igienico-sanitarie.

I vantaggi, in termini di accelerazione del procedimento e di semplificazione amministrativa, insiti nel ricorso a questo tipo di procedura sono evidenti. La D.I.A., infatti, segue il meccanismo del silenzio-assenso: qualora la Pubblica Amministrazione competente entro i trenta giorni stabiliti dalla legge, calcolati dalla data di presentazione della dichiarazione, non notifichi all'interessato l'ordine motivato di non effettuare il previsto intervento, si intende che sia concessa un'autorizzazione implicita all'esecuzione dei lavori (autorizzazione che costituisce un vero e proprio provvedimento amministrativo) e che dunque essi possano essere avviati.

Va, tuttavia, sin d'ora, chiarito che la D.I.A. dopo l'entrata in vigore della Legge 122 del 2010 è stata sostituita da una diversa procedura, definita S.C.I.A. (segnalazione certificata di inizio attività). A differenza della D.I.A., la S.C.I.A. esonera l'interessato da qualunque attesa temporale per l'inizio dei lavori; l'attività può, infatti, essere iniziata immediatamente dalla data di presentazione della segnalazione all'amministrazione competente.

Il controllo amministrativo è solo successivo ed eventuale; nel caso in cui si accerti la carenza dei requisiti necessari ed entro il termine di 60 giorni dal ricevimento della SCIA, l'amministrazione competente adotta motivati provvedimenti con cui dispone il divieto di proseguire l'attività e la rimozione degli eventuali effetti

Il Decreto Legislativo 115 del 2008⁷⁶⁷ ha introdotto, all'art. 11, ulteriori misure di semplificazione amministrativa per gli impianti fotovoltaici aderenti o integrati nei tetti degli edifici con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento della falda e i cui componenti non modificano la sagoma degli edifici stessi e per i singoli generatori eolici con altezza complessiva non superiore a 1,5 metri e diametro non superiore a 1 metro.

L'installazione di tali impianti è considerata intervento di manutenzione ordinaria e, pertanto, non è soggetta neppure alla disciplina della denuncia di inizio attività.

Il Decreto Legge 40 del 2010⁷⁶⁸ ha successivamente modificato l'art. 6 del D.P.R. 380/2001 stabilendo che tutti i pannelli fotovoltaici a servizio degli edifici al di fuori delle zone A (centri storici) possano essere eseguiti senza alcun titolo abilitativo.

Da ultimo, l'articolo 27 comma 20 della Legge 99 del 2009 ha stabilito che l'installazione e l'esercizio di unità di microcogenerazione (di capacità non superiore a 50 kW) è assoggettata alla sola comunicazione da presentare alla autorità competente ai sensi dell'articolo 6 del D.P.R. 380/2001. La denuncia di inizio attività è, invece, prevista per l'installazione e l'esercizio di unità non superiori a 1 MW elettrico ovvero 3 MW termici, secondo quanto previsto dall'articolo 6 del Decreto Legislativo 56 del 2010⁷⁶⁹.

4. LE LINEE GUIDA PER L'AUTORIZZAZIONE DEGLI IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI

L'embrionale disciplina dettata dall'art. 12 avrebbe dovuto essere integrata dalle Linee Guida per lo svolgimento del procedimento, previste dall'art. 12 co. 10. In tale sede avrebbero dovuto definirsi criteri generali di valutazione dei progetti

dannosi. L'interessato può evitare tali provvedimenti conformando alla normativa vigente l'attività ed i suoi effetti entro un termine fissato dall'amministrazione, in ogni caso non inferiore a 30 giorni.

⁷⁶⁷ Decreto Legislativo 30 maggio 2008, n. 115 "Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE" (G.U. 3 luglio 2008 n. 154).

⁷⁶⁸ Decreto Legge 25 marzo 2010, n. 40 "Disposizioni urgenti tributarie e finanziarie in materia di contrasto alle frodi fiscali internazionali e nazionali operate, tra l'altro, nella forma dei cosiddetti "caroselli" e "cartiere", di potenziamento e razionalizzazione della riscossione tributaria anche in adeguamento alla normativa comunitaria, di destinazione dei gettiti recuperati al finanziamento di un Fondo per incentivi e sostegno della domanda in particolari settori" (G.U. 26 marzo 2010, n. 71).

⁷⁶⁹ Decreto Legislativo 29 marzo 2010, n. 56 "Modifiche ed integrazioni al decreto 30 maggio 2008, n. 115, recante attuazione della direttiva 2006/32/CE, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazioni della direttiva 93/76/CEE" (G.U. 21 aprile 2010, n. 92).

validi su tutto il territorio nazionale a cui avrebbero dovuto attenersi le Regioni chiamate a dare attuazione al procedura di autorizzazione unica.

Le Linee Guida avrebbero consentito di porre un freno ad eventuali discriminazioni per le imprese e ad interventi regionali che potessero produrre effetti distorsivi del mercato. Ciò nonostante, le Linee Guida, sono state approvate con colpevole ritardo solo nel settembre del 2010.

Gli effetti di questa inerzia regolamentare sono stati assolutamente nefasti: una proliferazione di normative regionali⁷⁷⁰ spesso non coerenti e, in alcuni casi, addirittura, la proposizione di moratorie concernenti gli impianti eolici⁷⁷¹.

Il caso più noto è quello della Regione Puglia, che con la Legge Regionale 9/2005 “Moratoria per le procedure di valutazione d’impatto ambientale e per le procedure autorizzative in materia di impianti di energia eolica” aveva disposto che, nelle more della definizione e approvazione del piano energetico ambientale regionale, fossero sospese le procedure di impatto ambientale e autorizzative concernenti la realizzazione di impianti eolici per i quali fosse stata presentata istanza alla regione dopo il 31 maggio 2005. La sospensione di tali procedure è stata dichiarata incostituzionale dalla Corte Costituzionale con sentenza 9 novembre 2006, n. 364, per violazione della previsione del termine di centottanta giorni per la conclusione del procedimento di rilascio dell’autorizzazione unica per la realizzazione di impianti da fonti rinnovabili, posto dall’art. 12 del D. Lgs n. 387/2003, previsione che rappresenta un “principio fondamentale” in materia di produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell’energia, posto da una legge statale⁷⁷².

Peraltro, anche nell’ultimo anno, la scure della Corte Costituzionale si è abbattuta su norme regionali che, di fatto, bloccavano la costruzione di nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili. Ad esempio, la sentenza 282 del 2009 ha cancellato gli articoli della Legge Regionale del Molise 15/2008, richiamandosi alle stesse motivazioni enucleate dalla sentenza 364 del 2006.

Le Regioni, inoltre, molto spesso hanno sfruttato l’assenza di linee guida nazionali per approvare propri criteri per l’inserimento degli impianti, non sempre

⁷⁷⁰ Per l’elencazione dei principali interventi regionali in materia si veda il Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili dell’Italia in allegato, pag. 170 e ss.

⁷⁷¹ Benché tutte le moratorie dalle Regioni siano state annullate dalle pronunce dei Tribunali Amministrativi Regionali o, nei casi in cui la sospensiva sia stata prevista con legge regionale, siano state dichiarate costituzionalmente illegittime da parte della Corte Costituzionale, esse hanno, nondimeno, determinato una fuga degli investitori spaventati dall’incertezza normativa.

⁷⁷² Sulla moratoria prevista dalla L.R. Puglia n. 9/2005 cfr. anche M. D’AURIA, *Impianti eolici e termine massimo di conclusione del procedimento*, in *Giornale di diritto amministrativo*, 5/07, pag 493 e ss.; G.B. CONTE, *La Corte blocca le sospensioni regionali agli impianti eolici*, in www.giustamm.it.

ispirati al favor del legislatore comunitario e di quello nazionale nei confronti dell'installazione di impianti da fonti energetiche rinnovabili.

In effetti, le Regioni si sono prodotte in una variegata serie di prescrizioni apertamente limitative alla costruzione di nuove installazioni; tali disposizioni, peraltro, sono frequentemente oggetto di censura da parte del T.A.R. e della Corte Costituzionale.⁷⁷³ La casistica è vasta, e comprende varie fattispecie che, in aperta violazione dei principi di accelerazione e semplificazione che ispirano la normativa comunitaria e nazionale, finiscono con il tradursi in un aggravamento del procedimento⁷⁷⁴.

Finalmente, dopo sette anni di attesa, sulla Gazzetta Ufficiale n. 219 del 18 settembre 2010 sono state pubblicate le Linee Guida sulla realizzazione di impianti di produzione di energie rinnovabili⁷⁷⁵. Le nuove Linee Guida si applicano alle procedure di costruzione ed esercizio degli impianti sulla terraferma di produzione di energia elettrica alimentati da fonti energetiche rinnovabili, per gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione degli stessi, nonché per le opere connesse ed infrastrutture indispensabili alla costruzione ed all'esercizio degli impianti stessi. Non si applicano invece agli impianti offshore autorizzati secondo il procedimento sopradescritto di cui all'art 12 comma 4 del Decreto Legislativo 387 del 2003.

Per quanto riguarda il regime autorizzatorio, le Linee Guida confermano e dettagliano il procedimento di D.I.A. previsto per i piccoli impianti ex articolo 12, comma 5. In particolare, il paragrafo 12 elenca gli impianti da fonti rinnovabili soggetti a DIA distinguendoli da quelli considerati attività ad edilizia libera e realizzati previa comunicazione (articolo 27, Legge 99 del 2009). Tuttavia, abbastanza incredibilmente, la nuova previsione non tiene in considerazione la recente Legge 122 del 2010 che ha sostituito la D.I.A. (Denuncia di Inizio Attività)

⁷⁷³ La sentenza T.A.R. Sardegna 9 aprile 2010, n. 673 annulla la Delibera di Giunta 16 gennaio 2009, n. 3/17 che aveva vietato la collocazione di impianti eolici, tra l'altro, in zone prossime alle aree interessate da Piani di insediamento produttivo (Pip).

Sul tema si veda anche F. DI DIO, *Eolico e Regioni: illegittime normative e procedure regionali in assenza di linee guida statali sulla localizzazione degli impianti da fonti rinnovabili*, nota a Corte cost. n.166/09, in Rivista giuridica dell'Ambiente, 2009, pag. 926.

⁷⁷⁴ L'art. 2, comma 1, lett. e) del Piano energetico ambientale della Regione Sicilia. prevedeva che il richiedente l'autorizzazione dovesse depositare, unitamente alla domanda di autorizzazione, una "comunicazione ai fini della celerità dei procedimenti, della sede legale istituita dal richiedente in Sicilia e l'impegno al suo mantenimento nel territorio della regione per il tempo di efficacia dell'autorizzazione". Tale disposizione è stata considerata illegittima dalla Sentenza T.A.R. Sicilia Sezione II 18 febbraio 2010, n. 1952 poiché impediva alle imprese non aventi sede legale in Sicilia di potere chiedere l'autorizzazione per la realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili.

⁷⁷⁵ Decreto Ministeriale 10 settembre 2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" (G.U.18 settembre 2010, n. 219).

con la S.C.I.A. (Segnalazione Certificata di Inizio Attività), procedura che consente di avviare i lavori nel giorno stesso della segnalazione all'amministrazione preposta, senza attendere i 30 giorni previsti dalla precedente disciplina⁷⁷⁶.

Quanto agli impianti più importanti e, quindi, soggetti all'autorizzazione unica, le Linee Guida dettano importanti disposizioni che specificano il disposto dell'Articolo 12 commi 3 e 4 del Decreto Legislativo 387 del 2003. In particolare, per ciò che concerne l'istanza per il rilascio dell'autorizzazione unica, essa deve essere corredata da una serie di documenti: il progetto definitivo (che include una relazione tecnica), il preventivo per la connessione, il certificato di destinazione urbanistica, l'estratto dei mappali e delle norme d'uso del piano paesaggistico regionale, la ricevuta di pagamento degli oneri istruttori, ove previsti, ed altra eventuale documentazione, dettagliata nel paragrafo 13 del provvedimento. La domanda è, inoltre, accompagnata dall'eventuale specifica documentazione richiesta dalle normative di settore per l'ottenimento di atti di assenso, dei quali l'Allegato 1 fornisce un elenco indicativo.

In merito alla procedura, le Linee Guida (parte 3, paragrafo 14) hanno l'indubbio merito di definire i rapporti tra il procedimento di autorizzazione unica e la valutazione di impatto ambientale⁷⁷⁷ e, soprattutto, di avere fissato le fasi del procedimento⁷⁷⁸.

In questo senso, si stabilisce, con evidenti finalità acceleratorie, che entro 15 giorni dalla presentazione dell'istanza, l'Amministrazione competente, verificata la completezza formale della documentazione, comunica al richiedente l'avvio del procedimento ovvero comunica la improcedibilità dell'istanza per carenza della documentazione prescritta; in tal caso il procedimento può essere avviato solo alla data di ricevimento dell'istanza completa. Trascorso detto termine senza che l'amministrazione abbia comunicato l'improcedibilità, il procedimento si intende avviato. Viene, inoltre, ribadito che entro trenta giorni dal ricevimento dell'istanza, l'amministrazione convoca la conferenza dei servizi.

Nel rispetto del principio di non aggravamento del procedimento, le Linee Guida impongono alle amministrazioni procedenti di richiedere l'ulteriore documentazione o i chiarimenti ritenuti necessari per la valutazione dell'intervento in un'unica soluzione ed entro 90 giorni dall'avvio del procedimento.

⁷⁷⁶ Sarà quindi necessario applicare la nuova procedura, tenendo conto che l'ambito degli interventi soggetti a SCIA non è sostanzialmente lo stesso di quelli soggetti a DIA.

⁷⁷⁷ Sulle problematiche connesse al tema si veda C. MEZZABARBA, *Profili critici nello sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili*, in B. POZZO, *Le politiche energetiche comunitarie*, Giuffrè 2009, pag. 213 e M. CERUTI, *Impianti di produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e valutazione di impatto ambientale*, in Lexitalia.it,

⁷⁷⁸ F. GUALANDI, *Guida alla nuova disciplina delle fonti di energia rinnovabili*, Maggioli 2011, pag. 70.

L'evidente favore che ispira la disciplina emerge anche dalla possibilità che, nel corso del procedimento autorizzativo, il proponente presenti modifiche alla soluzione per la connessione individuate dal gestore di rete nell'ambito dell'erogazione del servizio di connessione, con salvezza degli atti di assenso e delle valutazioni già effettuate per quelle parti del progetto non interessate dalle predette modifiche.

Infine, viene ribadito che il termine per la conclusione del procedimento unico non può comunque essere superiore a 180 giorni decorrenti dalla data di ricevimento dell'istanza. Ai sensi dell' articolo 2-bis della legge n. 241 del 1990, le pubbliche amministrazioni sono tenuti al risarcimento del danno ingiusto cagionato in conseguenza dell'inosservanza dolosa o colposa del termine di conclusione del procedimento.

Le Linee Guida intervengono anche sull'annosa questione delle misure di compensazione. L'articolo 12 comma 6 del Decreto Legislativo 387 del 2003 stabilisce, infatti, che l'autorizzazione non può prevedere né essere subordinata a misure di compensazione a favore delle Regioni e delle Province. Questa proposizione ha dato adito a difficoltà interpretative, legate soprattutto all'applicazione di questo divieto anche ai Comuni.

Da una parte, giocano il dato letterale della norma e la logica: in effetti, le misure di compensazione dovrebbero essere destinate a favore di quella comunità (il comune) nel cui ambito territoriale venga installato l'impianto⁷⁷⁹.

Peraltro, l'imposizione di misure di compensazione economico-monetarie si scontrerebbe con la previsione dell'articolo 23 della Costituzione secondo cui nessuna prestazione personale o patrimoniale può essere imposta se non in forza di una legge (ed, in effetti, non pare che il comma 6 dell'articolo 12 possa considerarsi come fonte legittimante un'imposizione patrimoniale⁷⁸⁰). Come sottolineato dalla dottrina, ciò non osterebbe a misure di compensazione di natura diversa, liberamente negoziate tra le amministrazioni locali ed i produttori, a patto che l'operatore *“non si trovi ostaggio di una serrata contrattazione compensativa*

⁷⁷⁹ S. FANETTI, *L'autorizzazione unica per la costruzione e l'esercizio di impianti alimentati da fonti rinnovabili*, in B. POZZO, *Le politiche energetiche comunitarie*, Giuffrè 2009, pag. 172.

⁷⁸⁰ In questo senso T.A.R. Puglia, Bari, sez. I, sent. 1 aprile 2008, n. 709 secondo cui... *“vige il divieto assoluto di prevedere misure di compensazione patrimoniale a favore delle Regioni e degli enti locali, secondo il chiaro disposto dell'art. 12, 6° comma, del d. lgs. n. 387/2003, poi confermato con l'art. 1, 4° comma - lett. f), della legge n. 239/2004. Il Comune di Cerignola ha invece costruito un composito meccanismo di prelievo (legato parzialmente alla quantità di energia prodotta) senza alcuna copertura legislativa, in aperta violazione dell'art. 23 Cost. e del principio di tipicità delle entrate di diritto pubblico. Sul piano della politica energetica, è sufficiente il rilievo che una simile espansione dei poteri impositivi delle autonomie locali determinerebbe effetti aberranti, in termini di costi di produzione supplementari gravanti sui produttori di energia.”*

dalla quale si possa anche solo pensare dipenda il rilascio dell'autorizzazione unica; provvedimento che, per le ragioni più volte ricordate, non può patire interruzioni e ritardi di sorta, specie se motivati dalla difficoltà nel raggiungimento di accordi economici con gli Enti⁷⁸¹.”

Di fatto, le Linee Guida hanno chiarito la questione secondo l'interpretazione appena proposta anche se l'articolo 13 comma 4, ad una prima lettura, fa intuire qualcosa di diverso. Tale disposizione stabilisce, infatti, che *“Le Regioni o le Province delegate non possono subordinare la ricevibilità, la procedibilità dell'istanza o la conclusione del procedimento alla presentazione di preve convenzioni ovvero atti di assenso o di gradimento da parte dei Comuni il cui territorio è interessato dal progetto”*. Questa norma deve, però, essere letta insieme all'articolo 3 dell'Allegato 2 alle Linee Guida secondo il quale: *“L'autorizzazione unica comprende indicazioni dettagliate sull'entità delle misure compensative e sulle modalità con cui il proponente provvede ad attuare le misure compensative, pena la decadenza dell'autorizzazione unica.”*

Ne consegue dunque che non esiste un divieto assoluto che, in sede di Conferenza di Servizi, siano determinate misure di compensazione a favore dei Comuni, purché di carattere ambientale e territoriale e non meramente patrimoniale.

Affinché possano essere richieste misure di compensazione, i Comuni sono tenuti a verificare la sussistenza dei requisiti di “concentrazione delle attività” e di “elevatezza” degli impatti territoriali, quantificare il valore economico associato agli impatti paesaggistici, ambientali e territoriali dell'impianto proposto e ad individuare misure di informazione e di mitigazione a proprio favore (anche ulteriori rispetto a quelle già previste dal proponente o previste dalla valutazione d'impatto ambientale) che il Comune ritenga opportune, da inserire fra le misure di compensazione, da richiedere in Conferenza dei servizi.

In ogni caso, le misure di compensazione devono essere concrete e realistiche, cioè determinate tenendo conto delle specifiche caratteristiche dell'impianto e del suo specifico impatto ambientale e territoriale e devono tenere conto dell'applicazione delle misure di mitigazione in concreto già previste, anche in sede di valutazione di impatto ambientale (qualora sia effettuata).

Quanto alle modalità di compensazione ammesse, l'Allegato 2 le limita ad interventi di mitigazione degli impatti riconducibili al progetto e di sensibilizzazione

⁷⁸¹ A. VERONESE, *Gli impianti eolici ed i poteri dei Comuni*, nota a T.A.R. Puglia, Bari, sez. I, ord. 6 giugno 2007, n. 448, World Wind Energy Holding S.r.l. C. Comune di Cerignola e Regione Puglia e T.A.R. Umbria, sent. 15 luglio 2007, n. 518, Gamesa Energia Italia S.p.a. C. Comune di Spoleto, C. Gennari e M. F. Magrini, in *Rivista Giuridica dell'Ambiente* n. 2/2008, pag. 451.

della cittadinanza riguardo al progetto ovvero ad altri interventi, che, pur non attenendo direttamente al progetto, concernano l'efficienza energetica o l'installazione di impianti a fonti rinnovabili nel territorio comunale.

Non sono, invece, accettabili forme di compensazioni di natura diversa (come la costruzione di strade, asili, giardini, musei...) o che superino il valore economico dell'impatto territoriale del progetto.

Per quanto riguarda l'inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio, le Linee Guida (parte 4, paragrafo 16) definiscono i criteri generali e le aree non idonee all'installazione degli impianti ed offrono indicazioni specifiche per quanto riguarda gli impianti eolici. Si fa riferimento, nello specifico, ad aree agricole di pregio, ai siti appartenenti alla rete Natura 2000, alle aree protette nazionali e regionali, alle oasi regionali ed alle zone umide tutelate a livello internazionale.

E' importante evidenziare come tra i criteri generali che dovrebbero guidare gli enti di governo locale nell'inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio siano ricompresi, non solo il ricorso a criteri progettuali volti ad ottenere il minor consumo possibile del territorio, sfruttando al meglio le risorse energetiche disponibili, ma anche il riutilizzo di aree già degradate da attività antropiche, pregresse o in atto, tra cui siti industriali, cave, discariche, siti contaminati.

Con riguardo alla localizzazione in aree agricole, viene in rilievo l'integrazione dell'impianto nel contesto delle tradizioni agroalimentari locali e del paesaggio rurale, tanto per la sua realizzazione quanto per il suo esercizio. Inoltre, viene ribadito, rispetto a quanto già previsto dal Legislatore del 2003, come nell'autorizzare progetti localizzati in zone agricole caratterizzate da produzioni agro-alimentari di qualità e/o di particolare pregio rispetto al contesto paesaggistico-culturale, deve essere verificato che l'insediamento e l'esercizio dell'impianto non comprometta o interferisca negativamente con le finalità perseguite dalle disposizioni in materia di sostegno nel settore agricolo, con particolare riferimento alla valorizzazione delle tradizioni agroalimentari locali, alla tutela della biodiversità, così come del patrimonio culturale e del paesaggio rurale.

Passando all'individuazione delle aree non idonee all'inserimento di impianti alimentati da fonti rinnovabili le Linee Guida richiedono alle Regioni di svolgere un'apposita istruttoria avente ad oggetto la ricognizione delle disposizioni volte alla tutela dell'ambiente, del paesaggio, del patrimonio storico e artistico, delle tradizioni agroalimentari locali, della biodiversità e del paesaggio rurale, le quali identificano obiettivi di protezione non compatibili con l'insediamento di

specifiche tipologie e/o dimensioni di impianti. Per quanto riguarda i criteri stabiliti per l'individuazione di aree non idonee, le linee guida fanno riferimento, esclusivamente, agli aspetti ambientali, paesaggistici ed artistico-culturali connessi alle caratteristiche intrinseche del territorio e del sito.

5. IL DECRETO ROMANI DEL 2011 E LE MODIFICHE AI PROCEDIMENTI DI AUTORIZZAZIONE DEGLI IMPIANTI

Il già citato Decreto Romani introduce numerose disposizioni concernenti le procedure di autorizzazione unica per l'installazione e l'esercizio degli impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili; ne consegue che il precario quadro normativo, appena ridisegnato dalle Linee Guida di settembre, subirà un ulteriore scossone dall'entrata in vigore di queste disposizioni.

In particolare, per quanto riguarda le autorizzazioni amministrative, il Titolo II (art. 4) definisce i principi generali della materia, concentrandosi sul principio della specialità delle procedure di autorizzazione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili che devono corrispondere a canoni di proporzionalità e adeguatezza nonché di semplificazione, nel rispetto del principio di leale collaborazione fra Stato e Regioni. In tale ottica è richiamato il principio della responsabilità per il danno conseguente all'inosservanza dolosa o colposa del termine di conclusione del procedimento.

L'autorizzazione unica, che è il regime amministrativo di riferimento per gli impianti di maggiore potenza, resta regolata, con alcune modifiche, dal disposto dell'articolo 12 del decreto legislativo 387 del 2003. L'articolo 5 comma 2, che novella l'art. 12, comma 4, ultimo periodo, del decreto legislativo n. 387 del 2003 introduce i termini massimi di conclusione dei procedimenti (centoottanta giorni), comprensivi della procedura di verifica di assoggettabilità nel caso in cui tale verifica si concluda con l'esclusione dalla procedura di valutazione di impatto ambientale (VIA). Nel caso di impianti sottoposti a VIA il termine massimo sopracitato non può essere superiore a 90 giorni al netto dei tempi previsti per il provvedimento di VIA.

Il comma 3, infine, demanda ad un futuro decreto ministeriale l'individuazione delle modifiche sostanziali degli impianti che ricadono nell'ambito di applicazione dell'autorizzazione unica, fornendo un criterio transitorio per identificare gli interventi di modifica non sostanziale⁷⁸².

⁷⁸² Fino all'emanazione di tale decreto non sono considerati sostanziali gli interventi da realizzare sugli impianti fotovoltaici, idroelettrici ed eolici esistenti, a prescindere dalla potenza nominale, che non

Le innovazioni più significative concernono, però, i piccoli impianti, per i quali viene introdotta la “procedura abilitativa semplificata per gli impianti alimentati da energia rinnovabile”⁷⁸³ in sostituzione della D.I.A.. Il nuovo procedimento mutua molti dei caratteri semplificatori tipici della denuncia di inizio attività con, in aggiunta, alcune misure ulteriormente acceleratorie. In particolare, la procedura stabilisce che il proprietario dell'immobile o chi ha la disponibilità sugli immobili interessati dall'impianto e dalle opere connesse, presenti al Comune almeno trenta giorni prima dell'effettivo inizio dei lavori una dichiarazione accompagnata da una dettagliata relazione a firma di un progettista abilitato e dagli elaborati progettuali, che asseveri la conformità del progetto agli strumenti urbanistici approvati ed ai regolamenti edilizi vigenti e la non contrarietà agli strumenti urbanistici adottati, nonché il rispetto delle norme di sicurezza e di quelle igienico-sanitarie.

La comunicazione relativa alle attività in edilizia libera di cui ai paragrafi 11 e 12 delle Linee guida adottate con il Decreto Ministeriale 10 settembre 2010 continua ad applicarsi, alle stesse condizioni e modalità, agli impianti ivi previsti. Per l'individuazione degli impianti ad attività libera (soggetti a mera comunicazione), il Decreto richiama la disciplina delle Linee Guida, prevedendo la facoltà per le Regioni e le Province autonome di estenderne l'ambito di applicazione ad altre tipologie di impianti.

F. ALTRE PROBLEMATICHE CONNESSE ALLO SVILUPPO DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI IN ITALIA

1. IL RITARDO NELLA PIANIFICAZIONE ENERGETICA NAZIONALE

La transizione ad un'economia in linea con le indicazioni di riduzione delle emissioni di gas serra richiede, un cambiamento nell'assetto energetico del paese, per il quale occorre un clima di collaborazione tra le istituzioni e gli attori sociali ed economici. L'indeterminatezza delle politiche energetiche e dei compiti istituzionali, unite ad un livello insufficiente della comunicazione, sono elementi che non permettono l'instaurarsi di un clima di fiducia indispensabile per l'accettabilità del cambiamento.

comportano variazioni delle dimensioni fisiche degli apparecchi, della volumetria delle strutture e dell'area destinata ad ospitare gli impianti stessi, né delle opere connesse.

⁷⁸³ Articolo 6 del Decreto Romani.

La mancanza di pianificazione energetica a livello nazionale non è sempre stata una costante nella politiche nazionali di settore. Negli anni '70 e '80 sono venuti alla luce diversi documenti di programmazione, definiti "Piani Energetici Nazionali". Ci si riferisce, in particolare, ai Piani del 1975, 1977, 1981, 1986 e, infine, l'ultimo aggiornamento che risale al 1988 (sic!).

Il Piano Energetico Nazionale del 1988⁷⁸⁴ non si può nemmeno definire come un vero e proprio programma di ordine organico, perché delega molti aspetti di politica energetica alle Regioni, eludendo su molti temi una linea d'indirizzo unitaria. Tuttavia, nel Piano si trovano molti spunti rilevanti riguardo una serie di temi, ancora molto attuali: la promozione dell'uso razionale dell'energia e del risparmio energetico, la tutela dell'ambiente e della salute, l'adozione di norme per gli autoproduttori e lo sviluppo progressivo delle fonti di energia rinnovabile⁷⁸⁵.

In particolare, il Piano si propone la riduzione dell'uso delle fonti fossili per la produzione di energia, limitando il rilascio di nuove autorizzazioni e incrementando, tra gli altri, anche gli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Solo recentemente si è ripresa la discussione sulla pianificazione energetica nazionale in corrispondenza al ritorno nell'agenda politica della questione nucleare. In particolare, l'articolo 7 della Legge 133 del 2008⁷⁸⁶ prevede una delibera del Consiglio dei Ministri, su proposta del Ministro dello Sviluppo Economico, che definisca la "Strategia Energetica Nazionale", in modo da indicare le priorità di breve e lungo periodo per il nostro Paese.

La strategia dovrebbe muovere verso alcune direttrici chiave: il ritorno all'energia nucleare, la promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica, l'accelerazione delle infrastrutture energetiche (termovalorizzatori, reti di distribuzioni, collegamenti internazionali) ed, infine, la sterilizzazione fiscale dei prezzi del carburante (previo consenso dell'Unione Europea).

I termini di presentazione per la strategia (25 dicembre 2008) sono stati completamente disattesi e ad oggi non si ha alcuna notizia certa su quando questo documento verrà alla luce.

In assenza di un intervento, almeno sul versante delle rinnovabili un primo tentativo di approccio organico è recentemente venuto in essere con l'approvazione, datata 14 giugno 2010, del Piano di azione nazionale per le energie

⁷⁸⁴ Sul punto si veda anche pag. 175 e ss.

⁷⁸⁵ E. GRIPPO, F. MANCA, *Manuale breve di diritto dell'energia*, Cedam 2008, pag. 64.

⁷⁸⁶ Legge 6 agosto 2008, n. 133 "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 25 giugno 2008, n. 112 recante disposizioni urgenti per lo sviluppo economico, la semplificazione, la competitività, la stabilizzazione della finanza pubblica e la perequazione tributaria." (G.U. 21 agosto 2008, n. 195).

rinnovabili. Si tratta, invero, di un intervento indotto dal legislatore comunitario (art. 4 della Direttiva 2009/28/CE) che ha il sicuro pregio di fissare le principali linee d'azione del settore articolandole su due piani: la governance istituzionale e le politiche settoriali afferenti ad ogni singola fonte rinnovabile.

Il Piano di azione nazionale contiene e descrive l'insieme delle misure (economiche, non economiche, di supporto, di cooperazione internazionale) necessarie per raggiungere gli obiettivi stabiliti in sede comunitaria, prevedendo di intervenire sull'attuale quadro dei meccanismi di incentivazione (quali, per esempio, i certificati verdi, il Conto Energia, ...) per incrementare la produzione di energia alternativa e, nel contempo, rendere più efficienti gli strumenti di sostegno così da evitare una crescita parallela della produzione e degli oneri di incentivazione con le connesse ripercussioni sui consumatori finali, famiglie ed imprese.

Il Piano prevede, inoltre, l'adozione di ulteriori misure trasversali, ovvero quelle volte alla realizzazione delle condizioni necessarie alla rimozione o attenuazione di talune barriere correlate, in particolare, ai procedimenti autorizzativi, allo sviluppo delle reti di trasmissione e distribuzione per un utilizzo intensivo/intelligente del potenziale rinnovabile, alle specifiche tecniche di apparecchiature e impianti, alla certificazione degli installatori.

E' impossibile, a pochi mesi di distanza dalla sua approvazione, tracciare un bilancio del Piano: di certo, la già ricordata emanazione delle Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili e il successivo Decreto Legislativo che recepisce la Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili al 2020", sembrano rispondere solo in parte alla tanto avvertita esigenza di semplificazione e trasparenza dei procedimenti autorizzativi.

2. LO SVILUPPO DELLA RETE ELETTRICA NAZIONALE E LA CONNESSIONE DEGLI IMPIANTI.

Sulle questioni concernenti il regime autorizzativo degli impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili si è già ampiamente discusso⁷⁸⁷, enucleando le varie criticità sottese e le importanti novità introdotte dalle Linee Guida e dal Decreto Romani. E', tuttavia, opportuno soffermarsi su una questione diversa, ma strettamente collegata, quella dello sviluppo delle reti elettriche.

⁷⁸⁷ Si veda, a questo proposito, la Parte E del presente capitolo.

La forte crescita della potenza installata e delle domande di connessione ha causato ritardi e congestioni, per il fatto che i tempi necessari per lo sviluppo delle reti si sono rivelati eccessivamente lunghi rispetto a quelli di costruzione dei singoli impianti, con conseguenti vincoli al pieno sfruttamento della potenza installata. La situazione è frutto senza dubbio di gravi carenze “strutturali”, ma anche di deficienze di carattere burocratico.

Con specifico riferimento alle fonti rinnovabili, il Decreto Legislativo 387 del 2003⁷⁸⁸ stabilisce l’obbligo di connessione prioritaria alla rete degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, anche nel caso in cui la rete non sia tecnicamente in grado di ricevere l’energia prodotta ma possano essere adottati interventi di adeguamento congrui, che devono includere tutte le infrastrutture tecniche necessarie per il funzionamento della rete e tutte le installazioni di connessione, anche per gli impianti per autoproduzione, con parziale cessione alla rete dell’energia elettrica prodotta.

Nonostante la disciplina legislativa detti tempi contingentati (180 giorni) per le autorizzazioni relative allo sviluppo della rete elettrica⁷⁸⁹, nei fatti, i procedimenti durano due o tre anni anche per effetto della necessità di acquisire il consenso delle comunità locali interessate dal tracciato dell’elettrodotto, di affrontare eventuali varianti e di aggiornare conseguentemente le valutazioni tecniche, tra cui la V.I.A..

A tale estensione temporale si aggiunge anche il mancato coordinamento tra il procedimento di autorizzazione unica per la costruzione e l’esercizio degli impianti e quello di autorizzazione degli interventi per lo sviluppo delle reti elettriche ha spesso determinato problemi in merito alla connessione alla rete o all’immissione dell’energia con il rischio di una remunerazione di energia di fatto non prodotta⁷⁹⁰. Per gli impianti a fonte rinnovabile, infatti, le norme vigenti

⁷⁸⁸ Articolo 14 del Decreto Legislativo 387 del 2003.

⁷⁸⁹ L’autorizzazione per la costruzione e l’esercizio degli elettrodotti facenti parte della rete nazionale di trasporto dell’energia elettrica è regolata dall’articolo 1 comma 26 della Legge 239 del 2004. Questi interventi sono classificati come attività di preminente interesse statale e sono soggetti a un’autorizzazione unica comprendente tutte le opere connesse e le infrastrutture indispensabili all’esercizio degli stessi, rilasciata dal Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare e previa intesa con la Regione o le Regioni interessate. L’autorizzazione unica sostituisce autorizzazioni, concessioni, nulla osta e atti di assenso comunque denominati previsti dalle norme vigenti e comprende ogni opera o intervento necessari alla risoluzione delle interferenze con altre infrastrutture esistenti, costituendo titolo a costruire e ad esercire tali infrastrutture, opere o interventi, in conformità al progetto approvato.

⁷⁹⁰ Così avviene attualmente nel caso delle centrali eolica a cui viene imposta una riduzione della produzione per carenza della rete.

assicurano la remunerazione della mancata produzione rinnovabile laddove si verificano problemi nella capacità di “accoglimento” della rete⁷⁹¹.

La nuova disciplina di cui al Titolo IV del Decreto Romani, tenendo conto di queste criticità, stabilisce che l’autorizzazione degli interventi per lo sviluppo delle reti elettriche viene rilasciata su istanza del gestore della rete a seguito di un procedimento unico con la partecipazione di tutte le amministrazioni interessate e in stretta correlazione con il procedimento di autorizzazione degli impianti.

Lo stesso Piano di azione nazionale⁷⁹² sulle energie rinnovabili, approvato lo scorso anno, pone l’aggiornamento della rete elettrica tra le priorità ineludibili. Il Piano propone un approccio differenziato per aree geografiche; nelle aree del Mezzogiorno e delle isole maggiori, laddove la rete elettrica presenta le maggiori criticità a causa dell’insufficienza infrastrutturale, si può solo intervenire potenziando la rete non esistendo strategie gestionali risolutive.

Altrove, invece, i problemi sono sporadici e legati a picchi temporanei di produzione energetica si può promuovere una gestione intelligente dei flussi energetici. Si tratta delle cosiddette “*smart-grid*”, ovvero di reti intelligenti che hanno la capacità di tagliare autonomamente le potenze elettriche che, se immesse in rete, potrebbero generare problemi all’infrastruttura⁷⁹³.

3. IL RUOLO DELLE REGIONI

La mancanza di chiarezza nella politica energetica nazionale, e l’omissione di linee guida e testi unici nella regolazione dei diversi settori, ha lasciato spazio alle amministrazioni regionali e locali su ambiti della politica energetica che riguardano il livello nazionale. Le Regioni, in particolar modo, si trovano ad avere un’influenza importantissima nell’ambito delle politiche sulle rinnovabili, spesso oltrepassando le già ampie competenze che sono loro conferite dalla Costituzione e dalla legge; tale ruolo viene giocato dalle Regioni su più fronti: quello della pianificazione energetica, quello dell’autorizzazione e della localizzazione degli impianti ed, infine, quello dell’incentivazione sulle fonti rinnovabili.

⁷⁹¹ Si rimanda alle Delibere AEEG 330 del 2007 e 5 del 2010.

⁷⁹² Piano d’azione nazionale per le energie rinnovabili, pag. 69 e ss.

⁷⁹³ In questo senso, sono stati avviati progetti pilota con risorse provenienti dal Programma Operativo Interregionale sulle fonti rinnovabili e il risparmio energetico (2007-2013). L’AEEG tramite la delibera 39 del 2010 ha stabilito incentivi (pari al 9% del capitale investito netto per il servizio di distribuzione per 12 anni) per progetti che prevedono sistemi di automazione, protezione e controllo di reti attive MT (*smart grids*).

Prima di affrontare le problematiche appena citate, pare opportuno chiarire, sebbene in modo schematico, quali sono i compiti che l'ordinamento assegna alle Regioni.

In questo senso, le prime attribuzioni alle Regioni in materia energetica risalgono alla già citata Legge 10 del 1991 che obbliga le Regioni a dotarsi di un Piano energetico regionale, che deve rispettare le disposizioni del Piano energetico nazionale⁷⁹⁴.

Tali attribuzioni si inseriscono nel contesto del decentramento amministrativo poi proseguito con la riforma "Bassanini" e con il Decreto Legislativo 31 marzo 1998, n. 112⁷⁹⁵, che, nell'ambito di una più generale ripartizione di funzioni tra Stato, Regioni ed Enti Locali, si preoccupa anche della materia energetica. In particolare, l'articolo 30 del Decreto delega alle Regioni le funzioni amministrative in tema di energia, ivi comprese quelle relative alle fonti rinnovabili, che non siano riservate allo Stato⁷⁹⁶.

In questo quadro, la riforma costituzionale "federalista" ha determinato delle modificazioni significative, anche in materia di energia. La legge costituzionale n. 3 del 2001, modificando l'art. 117 Cost., ha, infatti demandato alla competenza concorrente Stato-Regioni la materia "produzione, trasporto e distribuzione nazionale di energia". Dunque, allo Stato spetta la determinazione dei principi fondamentali della disciplina, mentre le Regioni sono chiamate ad esercitare il proprio potere legislativo nel rispetto di tali principi⁷⁹⁷. Lo Stato è, inoltre, competente per tutta una serie di materie strettamente attinenti al comparto dell'energia come la tutela della concorrenza, dell'ambiente,

⁷⁹⁴ L'art. 5, comma 5, della legge 10/91, dispone che anche i Comuni con popolazione superiore a 50.000 abitanti debbano prevedere, all'interno del proprio Piano Regolatore Generale (PRG), uno specifico piano relativo all'uso delle fonti rinnovabili di energia.

⁷⁹⁵ Decreto Legislativo 31 marzo 1998, n. 112 "Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato, alle Regioni ed agli Enti Locali, in attuazione del capo I della L. 15 marzo 1997, n. 59." (G.U. 21 aprile 1998, n. 92).

⁷⁹⁶ Invero sono molte e rilevanti le funzioni amministrative che permangono in capo allo Stato; tra queste si possono ricordare le funzioni ed i compiti concernenti l'elaborazione e la definizione degli obiettivi e delle linee della politica energetica nazionale (art. 29 co. 1), e, importante ai fini dell'indagine qui condotta, l'autorizzazione alla costruzione e gestione degli impianti con potenza superiore a 300 Mw, nonché delle reti di trasporto con tensione superiore a 150 Kw.

⁷⁹⁷ Per un'esauriente disamina circa il riparto di competenze in materia di energia, si vedano *ex multis*, E. PICOZZA, A. COLLAVECCHIO, *Energie*, in G. CORSO, V. LOPILATO (a cura di), *Il Diritto Amministrativo dopo le riforme costituzionali, Parte Speciale, Vol. II*, Giuffrè 2006, pag. 81 e ss., S. CASSESE, *L'energia elettrica nella legge costituzionale n. 3/2001*, in *Rass. Giur. Energia elettr.*, 2002, pag. 497 e ss., L. R. PERFETTI, *Il governo dell'energia tra federalismo e liberalizzazione. Profili di ricomposizione nel quadro delle competenze*, in *Merc. Conc. Reg.* 2002, pag. 377 e ss., F. DONATI, *Il riparto di competenze tra stato e regione in materia di energia*, in E. BRUTI LIBERATI, F. DONATI, *Il nuovo diritto dell'energia tra regolazione e concorrenza*, Giappichelli 2007, pag. 35 e ss., F. FONDERICO, *Riforma costituzionale e tutela dell'ambiente*, in *Ambiente*, n. 4/2002, pag. 337-343.

dell'ecosistema e dei beni culturali, la determinazione dei livelli essenziali dei servizi di pubblica utilità e la gestione dei rapporti con l'Unione Europea.

Sulla base delle norme appena enucleate, le Regioni hanno adottato strumenti di pianificazione (Piani Energetici Regionali o Piani Energetici Ambientali Regionali) per programmare e indirizzare gli interventi, anche strutturali, in campo energetico e disciplinare le attribuzioni degli altri enti locali, anche al fine di rendere omogenee le politiche energetiche sul territorio di loro competenza⁷⁹⁸. Ad oggi si sono dotate di Piani Energetici tutte le Regioni e le Province Autonome⁷⁹⁹. Il Piano ha carattere aperto e scorrevole in quanto deve recepire tutte le nuove situazioni, le modifiche economiche, i nuovi vincoli (...) che possono derivare dall'ambito regionale o anche esternamente ad esso. Il Piano Energetico Ambientale va, inoltre, concertato sia orizzontalmente sul territorio che verticalmente con soggetti economici (imprese, operatori energetici, consumatori)⁸⁰⁰.

I Piani devono, infine, tener conto delle variabili proprie della situazione regionale (siano queste di natura sociale, economica, geografica o ambientale) e, pertanto, possono sensibilmente variare l'uno con l'altro nella scelta delle soluzioni da adottare. Questa disomogeneità, ovviamente, è anche il frutto della mancata redazione di un nuovo Piano Energetico Nazionale a cui le Regioni possano fare riferimento.

Alcune Regioni perseguono nei Piani obiettivi molto ambiziosi. La Regione Lombardia, ad esempio, con il Programma Energetico Regionale (P.E.R.)⁸⁰¹, prende atto dello sfruttamento insufficiente e disomogeneo delle fonti energetiche rinnovabili e delinea possibili futuri scenari concentrandosi, in particolar modo, su un incremento di produzione energetica derivante da un'implementazione dell'uso di biomasse forestali, colturali ed industriali nonché da un miglior utilizzo del solare termico e fotovoltaico. Gli obiettivi del programma sono stati corretti dal Piano d'Azione per l'Energia (P.A.E.)⁸⁰² che mira, in particolare, a ridurre il costo dell'energia per contenere le spese delle famiglie e per migliorare la competitività del sistema delle imprese, incrementando la percentuale di fonti rinnovabili nel

⁷⁹⁸ S. GORGOLIONE, *La trasposizione delle politiche energetiche comunitarie in Italia*, in B. POZZO, *Le politiche energetiche comunitarie*, Giuffrè 2009, pag. 68 e ss.

⁷⁹⁹ Tutti i Piani Energetici Ambientali Regionali sono consultabili nel sito: www.energymanager.net

⁸⁰⁰ Per una più completa panoramica sulle modalità redazionali dei Piani Energetici Ambientali Regionali si rimanda a L. CORALLI, E. D'ANGELO, G. LAI, *Federalismo energetico: Il nuovo ruolo degli Enti Locali in materia di Energia ed Ambiente. La pianificazione energetica regionale e locale, aspetti metodologici e stato dell'arte*, Enea 2003.

⁸⁰¹ Il PER Lombardia è stato approvato con DGR 21 marzo 2003, n. 12467.

⁸⁰² Il PAE è stato adottato con DGR 26 giugno 2007, n. 4916 e recentemente aggiornato dalla DGR 22 dicembre 2008, n. 8746.

mix energetico regionale. Le linee di intervento del P.A.E. puntano, inoltre, a diminuire del 28,5 % le emissioni che inquinano e alterano il clima, rispettando le particolarità del territorio e dell'ambiente entro il quale vengono previsti gli interventi, secondo le linee del protocollo di Kyoto e a promuovere la crescita competitiva delle industrie legate all'innovazione tecnologica nel settore dell'energia.

Si è già ampiamente discusso delle problematiche legate alla mancanza (o meglio al ritardo) delle Linee Guida Nazionali per l'autorizzazione degli impianti alimentati dalle fonti energetiche regionali e al conseguente proliferare di norme regionali che, in alcuni casi, bloccano la diffusione degli impianti, non rispettando i principi fondamentali dettati dall'articolo 12 del Decreto Legislativo 387 del 2003⁸⁰³. Vale qui la pena di ricordare un altro aspetto del problema: anche se non tutte apertamente limitative, le molteplici discipline, diverse Regione da Regione, hanno generato una vera e propria jungla normativa, all'interno della quale non risulta agevole orientarsi persino per l'interprete più esperto (e figurarsi per gli investitori). Non solo: nel caso in cui le Regioni hanno delegato la materia alle Province, l'iter autorizzativo arriva a diversificarsi tra Provincia e Provincia in una stessa Regione.

Quindi, in definitiva, se da una parte le Regioni pongono ostacoli di caratteri amministrativi allo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili, dall'altra esse hanno il merito, nella completa latitanza dello Stato Centrale, di determinare, attraverso i Piani Energetici, le priorità delle politiche energetiche, spesso corredandole con la proposizione di incentivi economici interessanti per le rinnovabili.

Anche nel 2010 diverse Regioni⁸⁰⁴ si sono, infatti, attivate proponendo, con appositi bandi agevolazioni di diversa natura dirette ad implementare il ricorso alle rinnovabili. Si tratta, di regola, di incentivi cumulabili con quelli previsti a livello nazionale e concernenti tutte le tipologie di fonti elencate dal Decreto Legislativo 387 del 2003. Le più comuni forme previste nei bandi sono i contributi in conto capitale erogati in percentuali variabili e determinate in relazione al costo convenzionale di investimento⁸⁰⁵. In altri casi si è in presenza di sovvenzioni dirette

⁸⁰³ S. FANETTI, *L'attuazione regionale dell'art. 12, D. Lgs 387/2003*, in B. POZZO, *Le politiche energetiche comunitarie*, Giuffrè 2009, pag. 178 e ss.

⁸⁰⁴ Non è questa la sede per un'analisi della diseguale e frastagliata normativa adottata dalle diverse regioni italiane in materia di fonti energetiche rinnovabili. Per un quadro sufficientemente dettagliato ed aggiornato si vedano: <http://enerweb.casaccia.enea.it/enearegioni/UserFiles/osservatorio.htm> e www.fonti-rinnovabili.it.

⁸⁰⁵ E' questo il caso, ad esempio, dei contributi previsti dalla Regione Friuli-Venezia Giulia nella DGR n. 1157 del 16 giugno 2010.

a coprire una parte dei costi sostenuti variabile in relazione alle dimensioni dell'impresa⁸⁰⁶.

4. L'OPPOSIZIONE DELLE COMUNITA' LOCALI E DEI CITTADINI. LA SINDROME NIMBY

Con l'aumentare della penetrazione degli impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili si osserva che la loro diffusione non incontra solo ostacoli di natura economica, normativa e burocratica; accanto a queste innegabili criticità, va via emergendo un fattore finora largamente trascurato, l'accettabilità sociale, che frequentemente risulta essere un freno per lo sviluppo dei progetti. Negli anni '70 e '80, periodo durante il quale partirono i programmi per la creazione delle politiche energetiche, i sondaggi di opinione mostravano come la popolazione accettasse ampiamente le tecnologie di produzione di energia da fonte rinnovabile: perciò i politici, gli sviluppatori, le aziende e le autorità locali non considerarono la questione dell'accettabilità sociale. Oggi sappiamo che la costruzione di impianti "verdi" - eolici, a biomasse - è spesso osteggiata⁸⁰⁷.

Con lo scopo di analizzare e valutare l'entità del fenomeno (che per le dimensioni assunte nel tempo viene spesso definito "sindrome" NIMBY⁸⁰⁸) in Italia, è stato varato nel 2004 un progetto di ricerca che porta il suo nome, NIMBY Forum⁸⁰⁹, una sorta di osservatorio permanente, i cui dati vengono pubblicati con cadenza annuale.

Come emerge dalle pagine del Report 2009⁸¹⁰, è palese che le contestazioni non riguardino solo gli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, ma anche molte altre opere (ad esempio: autostrade, termovalorizzatori, rigassificatori...) Tuttavia, è indubbio che, tra le tipologie di installazione che suscitano maggiormente l'opposizione dei territori, quelle afferenti al settore elettrico occupano una posizione primaria: su 283 impianti contestati censiti dal NIMBY Forum, ben 160 (ovvero il 56,5%) sono centrali per la produzione di energia

⁸⁰⁶ Così la Regione Toscana con la DGR n. 3065 del 22 giugno 2009.

⁸⁰⁷ Per citare alcuni casi emblematici, si possono ricordare le contestazioni rivolte contro la centrale a biomasse di Cartiera Lucchese a Borgo a Mozzano (LU) ed il parco eolico di Valli Idice a Sillaro (BO).

⁸⁰⁸ Con il termine NIMBY (Not In My Back Yard – "Non nel mio giardino"), acronimo ormai divenuto familiare anche ai non addetti ai lavori, viene indicato l'atteggiamento di opposizione alla realizzazione di impianti e infrastrutture da parte delle comunità locali, che ne temono gli effetti negativi. La contestazione non ha, necessariamente, ad oggetto l'impianto in sé, quanto piuttosto la sua localizzazione.

⁸⁰⁹ L'Osservatorio Media Permanente Nimby Forum, gestito dall'associazione Aris, ha l'obiettivo di analizzare la percezione del fenomeno delle contestazioni territoriali alle opere di pubblica utilità e agli insediamenti industriali, tra cui rientra la c.d. sindrome Nimby, attraverso il monitoraggio dei *media*, in particolare di carta stampata e internet.

⁸¹⁰ NIMBY FORUM, V edizione (2009), *Cantiere Italia. Quando lo sviluppo è una corsa a ostacoli*, Aris.

o infrastrutture ad esse collegate. Attraverso una valutazione ancora più approfondita, è poi possibile evidenziare come siano in costante crescita le centrali a biomasse contestate, giunte nel 2009 a quota 70⁸¹¹. Da non sottovalutare sono inoltre anche l'aumento considerevole delle opposizioni legate agli impianti eolici (20 nel 2009⁸¹²) e l'ingresso per la prima volta nel database del NIMBY Forum di tre impianti fotovoltaici⁸¹³.

Questi dati mostrano inequivocabilmente che il consenso verso le fonti energetiche rinnovabili è formale più che sostanziale, dal momento che l'approvazione viene meno quando si giunge ad una localizzazione degli impianti nel proprio territorio.

A differenza di altre installazioni, contestate anche per le loro potenziali ripercussioni sulla salute umana (p.e. gli inceneritori), gli impianti a biomasse, a fotovoltaico vengono soventemente osteggiati adducendo motivazioni connesse all'impatto visivo o, più genericamente, a eventuali ripercussioni negative sull'ambiente (come ad esempio, i danni che deriverebbero agli uccelli dalle pale eoliche). In effetti, i dati del Report 2009 mostrano come la paura per gli effetti negativi che l'impianto ha o potrebbe avere sull'ambiente è al centro delle preoccupazioni dei cittadini; ma, in modo abbastanza sorprendente, la contrarietà a nuovi impianti si lega sempre più anche alle ben note carenze procedurali, relative al percorso autorizzativo degli impianti e al coinvolgimento di più soggetti decisori.

Questi aspetti si legano al mancato coinvolgimento nei processi decisionali e all'assenza assoluta di un'adeguata informazione. Pertanto, se, come quasi sempre avviene, l'opera da realizzare non viene comunicata con trasparenza ai cittadini in modo che questi possano conoscere il problema per intavolare un dibattito consapevole, l'atteggiamento emotivo di massa prevale su quello razionale dell'individuo. La scarsa capacità del policy maker di "comunicare" con chiarezza e trasparenza o la tendenza a imporre le scelte dall'alto è all'origine dell'immobilismo per molte scelte pubbliche, anche in materia di fonti rinnovabili.

⁸¹¹ Tra i casi più noti c'è quello della Centrale a Biomasse di Borgo a Mozzano (LU) che avrebbe dovuto produrre energia sfruttando i fanghi di scarto delle cartiere della zona. Si tratta di un caso emblematico perché la proponente (Cartiera Lucchese S.p.a.) è riconosciuta come un'azienda leader nel rispetto dell'ambiente. Inoltre, come spesso avviene, l'opposizione al progetto da parte dei cittadini e delle amministrazioni locali è stata pregiudiziale e indipendente da qualsiasi analisi socio-ambientale e da ogni considerazione sulle possibili ricadute positive, in termini di vantaggi economici ed occupazionali, per il territorio che amministrano.

⁸¹² Si può citare, ad esempio, la centrale eolica presso il Passo della Raticosa, in provincia di Bologna nei pressi dei confini con la Toscana, contestato per la presenza di diverse specie di uccelli rari nella zona.

⁸¹³ Ad esempio, l'impianto di Arta Terme in Carnia (Friuli Venezia Giulia).

Sotto il profilo “soggettivo”, ovvero delle categorie sociali che si oppongono agli impianti, la contestazione popolare (il fenomeno NIMBY in senso stretto), che nasce dai cittadini, dai comitati di protesta e nelle strade rimane il motore principale della protesta, anche se assumono importanza crescente due ulteriori tipologie di contestazioni, quella originata dagli enti pubblici e quella politica. In particolare, appare chiaro come il fenomeno, con l’andar del tempo, sia stato strumentalizzato dalla politica: le singole battaglie contro la realizzazione di un impianto sarebbero sempre meno, e il conflitto non sarebbe più tra movimenti di cittadini che non vogliono la realizzazione di un’opera e chi la promuove e intende realizzarla, ma, piuttosto, tra maggioranze e opposizioni politiche a livello locale⁸¹⁴, o tra Pubbliche amministrazioni locali e Governo centrale.

Accadono soventemente episodi di amministratori locali che litigano tra di loro a colpi di autorizzazioni prima concesse e poi ritirate, con una sostanziale discordanza tra quanto si decide a livello governativo centrale con quanto poi applicato a livello locale. Il merito va in parte ascritto anche ai tanti limiti della normativa italiana che, molto severa nello stabilire limiti di sicurezza per la salvaguardia dell’ambiente, ma poco lineare per quanto riguarda le procedure, ha in qualche modo favorito questo sviluppo di contenziosi amministrativi, lasciando spazio a manovre poco trasparenti.

Purtroppo, la maggior parte delle volte, queste contestazioni riescono a centrare l’obiettivo prefissato. In questo senso, la III edizione del NIMBY Forum (ovvero il report 2007)⁸¹⁵ compie un’interessante valutazione comparativa: il confronto dei dati relativi alle varie edizioni del NIMBY Forum mostra che di dieci impianti contestati all’epoca della prima edizione solo due hanno proseguito l’iter di costruzione: gli altri otto sono bloccati o abbandonati.

G. CONSIDERAZIONI FINALI

1. LA RIORGANIZZAZIONE DEL SISTEMA DEGLI INCENTIVI

Dall’analisi condotta, si è potuto notare come gli ostacoli che impediscono un serio sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili derivano sia dalla confusione normativa sugli incentivi economici sia dai procedimenti amministrativi lenti e farraginosi sia, infine, da un’opposizione, spesso apodittica, sulla localizzazione

⁸¹⁴ Il dato “ideologico” della protesta è assai omogeneo. Tra le amministrazioni comunali che si oppongono agli impianti, prevalgono, infatti, quelle guidate da liste civiche non riconducibili a uno dei due schieramenti (59,3%), mentre centrodestra e centrosinistra si spartiscono più o meno equamente un 20% a testa.

⁸¹⁵ NIMBY FORUM, III edizione (2007), *Andare oltre il giardino*, Aris.

degli impianti.

Sono problemi diversi, ma tutti sintomatici di una mancanza di pianificazione energetica a livello nazionale, di una inefficiente opera di informazione e di coinvolgimento nelle scelte della cittadinanza e, più in generale, della poco lungimirante politica italiana sulle fonti rinnovabili che altrove sono considerate come una vera e propria opportunità di sviluppo economico e sociale.

Dal punto di vista degli incentivi, come si è più volte avuto modo di sottolineare, il problema non è tanto la quantità degli incentivi, quanto piuttosto l'incertezza, l'opacità e la confusione del sistema. Infatti, l'Italia in Europa non conosce rivali per gli incentivi alle energie rinnovabili: il contributo medio è superiore di circa l'80% per i piccoli impianti e il 40-50% per i grandi impianti⁸¹⁶ anche rispetto a Stati, come la Germania e la Danimarca, all'avanguardia rispetto alle fonti energetiche rinnovabili. L'Italia è, tra l'altro, l'unico Paese che usa tre tipi di incentivi: tariffa onnicomprensiva (*feed in-tariff*), premio sull'energia prodotta (conto energia, *feed in-premium*) e i certificati verdi (*quota system*).

Non essendo chi scrive un economista, non è facile chiarire quale dei sistemi in esame si riveli più vantaggioso per l'implementazione delle rinnovabili⁸¹⁷. E' evidente che un sistema a tariffe fisse assicuri una maggiore certezza del ritorno monetario per chi investe nei nuovi impianti, andando, però, a gravare sulle bollette dei cittadini⁸¹⁸.

I meccanismi di mercato, al contrario, hanno il pregio di non essere "foraggiati" direttamente dagli utenti finali, ma sono più difficili da avviare e da gestire e offrono meno certezze per gli investitori. E' questa, in definitiva, la loro principale debolezza che ha spinto molti Paesi⁸¹⁹ ad abbandonare questo sistema in favore delle *feed-in tariff (o premium)*. Tra gli addetti ai lavori risulta, infatti, predominante soprattutto la preoccupazione di avere un quadro certo della situazione degli incentivi su un orizzonte temporale sufficientemente ampio (meglio avere introiti inferiori, ma maggiore certezza sulla loro disponibilità nel tempo).

⁸¹⁶ Fonte: www.gse.it

⁸¹⁷ In merito a tale questione: M. MENDONÇA, *Feed-in tariffs: accelerating the deployment of renewable energy*, Earthscan, 2007, L. L. FRERIS, D. INFELD, *Renewable energy in power systems*, John Wiley and Sons, 2008, D. FOUQUET, *Feed in tariffs versus Quota Systems – a comparison*, EREF, 2007, W. RICKERSON, R. C. GRACE, *The Debate over Fixed Price Incentives for Renewable Electricity in Europe and the United States: Fallout and Future Directions*, Heinrich Böll Foundation, 2007.

⁸¹⁸ E' da dire che in sistemi virtuosi, come quello tedesco, la progressiva e programmata decrescita delle tariffe incentivanti, dovuta al progresso tecnologico, determina una diminuzione dell'impatto dei costi energetici sui consumatori finali.

⁸¹⁹ Ad esempio, la Francia e ultimamente anche l'Italia hanno deciso di uscire dal quota system per tornare alle *feed-in tariff*.

A queste considerazioni di carattere generale se ne accompagnano altre riservate al sistema italiano dei certificati verdi. L'eccesso di interventi normativi sullo strumento hanno finito per snaturarne i principi, limitarne i pregi e danneggiarne la funzionalità. In particolare, l'introduzione di coefficienti moltiplicativi per fonte (con una remunerazione maggiore per le fonti più costose) e la previsione dell'obbligo di ritiro⁸²⁰ da parte del GSE dei certificati verdi in eccesso hanno immediatamente alterato il meccanismo di mercato. Peraltro, tali accorgimenti si sono resi necessari per salvaguardare gli investitori dal crollo dei prezzi dei certificati stessi, determinato anche dal fatto che la quota d'obbligo non si è evoluta parallelamente al progressivo sviluppo delle fonti rinnovabili.

Con il Decreto Romani si cerca, quindi, di mettere un po' d'ordine a questa selva di norme, ma in modo assolutamente drastico, ovvero tramite la sostituzione dei certificati verdi a favore di un ritorno ad un sistema generalizzato di *feed-in tariff*, pur temperato dalla previsione di aste al ribasso per gli impianti di capacità superiore a 5 MW. Proprio l'introduzione di questa soglia lascia molti dubbi circa il suo possibile aggiramento da parte dei produttori, che potrebbero artificiosamente contenere la potenza degli impianti appena al di sotto dei 5 MW per evitare le aste e accedere alla tariffa incentivante fissa.

Ammesso che le disposizioni del Decreto vengano confermate, la reale portata del cambiamento (unitamente alle possibili ripercussioni sulla bolletta elettrica) si potrà misurare solo alla definizione dei Decreti Ministeriali di attuazione.

2. ANDARE OLTRE LA SINDROME NIMBY

Rimane, inoltre, sul tappeto un problema fondamentale, ovvero la sovra descritta⁸²¹ questione NIMBY che non pare essere al centro delle riflessioni dei *policy maker*. E' innegabile che, da parte delle autorità nazionali, siano state poste in essere diverse campagne di sensibilizzazione sui vantaggi economici ed ambientali delle energie rinnovabili, tuttavia l'efficacia di questa strategia comunicativa appare quantomeno dubbia, come testimoniano gli allarmanti dati del Report Nimby 2009.

In particolare, non sembra che i politici riescano a cogliere che il rischio o il danno percepito dai cittadini residenti nei pressi di un'opera di interesse nazionale è profondamente diverso da quello teorico ipotizzato da scienziati e tecnici,

⁸²⁰ Supra, pag. 195 e ss.

⁸²¹ Pag. 235 e ss.

proprio perché i cittadini stessi non possiedono quel background scientifico che consente loro di valutare se effettivamente un'installazione può essere o meno lesiva. Converrebbe allora coinvolgere le popolazioni e le amministrazioni locali interessate prima della localizzazione e della progettazione di un'opera, senza imporre decisioni dall'alto, che creano una situazione di "muro contro muro", in cui le comunità locali trovano spesso l'appoggio solidale di altre comunità locali non coinvolte con un'estensione delle contestazioni a livello nazionale anche rispetto ad altri impianti.

In ambito internazionale e comunitario, il coinvolgimento dei cittadini nei processi decisionali in campo ambientale è una questione tenuta in seria considerazione tanto da divenire oggetto di numerosi accordi ed atti normativi. Si possono citare, a titolo esemplificativo, la Convenzione di Århus del 25 giugno 1998⁸²², la Direttiva 2003/4/CE sull'informazione ambientale⁸²³, la Direttiva 2003/35/CE sulla partecipazione⁸²⁴, nonché la già citata Direttiva 2009/28/CE, che dedica un apposito articolo (l'art. 14) al tema.

Anche l'Italia ha dato attuazione a tali norme comunitarie, proponendo, dal canto suo, una regolamentazione della materia con il Decreto Legislativo 195 del 2005⁸²⁵ e con la Legge 15 del 2005⁸²⁶, che modifica la legge 241 del 1990 in materia di procedimento amministrativo e di diritto di accesso ai documenti amministrativi. In particolare, il Decreto Legislativo 195 del 2005, nell'ottica di rendere effettiva la fruibilità dell'accesso all'informazione ambientale, mira ad agevolare la diffusione al pubblico delle informazioni ambientali detenute o prodotte da autorità pubbliche anche mediante l'utilizzo delle tecnologie informatiche e dei mezzi di telecomunicazione (Articolo 1). Tale provvedimento, inoltre, introducendo una rilevante differenza rispetto alla comune disciplina in materia di accesso, assicura a qualsiasi persona fisica o giuridica, senza necessità di dimostrare alcun interesse specifico, il diritto di accesso all'informazione ambientale, stabilendo termini perentori entro i quali i dati richiesti debbono

⁸²² "Convenzione sull'accesso alle informazioni, la partecipazione del pubblico ai processi decisionali e l'accesso alla giustizia in materia ambientale".

⁸²³ Direttiva 2003/4/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio sull'accesso del pubblico all'informazione ambientale e che abroga la direttiva 90/313/CEE del Consiglio. GU L 41/26 del 14 febbraio 2003.

⁸²⁴ Direttiva 2003/35/CE che prevede la partecipazione del pubblico nell'elaborazione di taluni piani e programmi in materia ambientale e modifica le direttive del Consiglio 85/337/CEE e 96/61/CE relativamente alla partecipazione del pubblico e all'accesso alla giustizia. GU L 156/17 del 25 giugno 2003.

⁸²⁵ Decreto Legislativo 19 agosto 2005, n. 195 "Attuazione della direttiva 2003/4/CE sull'accesso del pubblico all'informazione ambientale"(G.U. 23 settembre 2005, n. 222). Tale decreto sostituisce la previgente normativa in materia (Decreto Legislativo 39/97, attuativo della Direttiva 90/313/CEE).

⁸²⁶ Legge 11 febbraio 2005, n. 15 "Modifiche ed integrazioni alla legge 7 agosto 1990, n. 241, concernenti norme generali sull'azione amministrativa" (G.U. 21 febbraio 2005, n. 42)

essere resi disponibili (trenta giorni, ovvero sessanta giorni in caso di richiesta complessa -Articolo 3)⁸²⁷.

Nella pratica, lo strumento “principe”, adottato dalle pubbliche amministrazioni per la gestione e la condivisione con il pubblico delle informazioni di carattere ambientale è rappresentato dalle banche dati. Per quanto riguarda poi specificamente le rinnovabili, la situazione è abbastanza eterogenea e complessa⁸²⁸; l’obbligo di informazione relative all’accesso agli incentivi e alla modalità di erogazione degli stessi è posto dalla Delibera AEEG 312 del 2007 a carico del GSE, che lo esplica mediante il proprio sito web (www.gse.it) e la redazione di guide informative e tramite un apposito servizio di contact center. Le informazioni fornite riguardano specificatamente le norme e i regolamenti nazionali contenenti misure di sostegno alle fonti rinnovabili. Per quanto riguarda, invece, i bandi regionali, bisognerebbe fare riferimento alle azioni di informazione promosse dagli stessi enti⁸²⁹.

Per ciò che concerne, invece, l’informazione sulla normativa tecnica (costruzione, certificazione..) e sulle autorizzazioni concernenti gli impianti, non essendo previsto alcun obbligo di informazione, l’iniziativa è normalmente rimessa agli ordini professionali o alle associazioni di categoria. La legge prevede anche programmi di informazione, sensibilizzazione, orientamento e formazione diretti ai cittadini (articolo 9 del Decreto Legislativo 387 del 2003 e articolo 1, comma 119, della Legge 239 del 2004). In particolare, l’articolo 4 del Decreto Legislativo 115 del 2008, ha assegnato all’ENEA il compito di assicurare, anche in coerenza con i programmi di intervento delle Regioni, l’informazione a cittadini, alle imprese, alla pubblica amministrazione e agli operatori economici, sugli strumenti per il risparmio energetico, nonché sui meccanismi e sul quadro finanziario e giuridico predisposto per la diffusione e la promozione dell’efficienza energetica, provvedendo inoltre a fornire sistemi di diagnosi energetiche. E’ attualmente allo studio la possibilità e utilità di utilizzare lo stesso strumento per diffondere informazioni sulle fonti rinnovabili.

⁸²⁷ E. MARIOTTI, M. IANNANTUONI, *Il nuovo diritto ambientale*, Maggioli, 2009, pag. 83 e ss,

⁸²⁸ In questo caso, mi permetto di fornire una testimonianza diretta. Nell’elaborazione del Codice dell’Energia 2009 (Ed. Ambiente) la ricerca delle norme, dei regolamenti, degli strumenti di pianificazione adottati a livello nazionale e regionale si è rivelata davvero complessa per l’assenza o il mancato aggiornamento delle banche dati e per la difficoltà a reperire all’interno dei vari Enti interpellati soggetti che avessero un quadro complessivo di conoscenze sufficientemente esaustivo.

⁸²⁹ Fortunatamente, tuttavia, esistono altre banche dati on-line, come le già ricordate: www.fonti-rinnovabili.it e <http://enerweb.casaccia.enea.it/enearegioni/UserFiles/osservatorio.htm>

Rispetto all'informazione alle pubbliche amministrazioni, la Legge 99 del 2009 (articolo 27, comma 1) demanda al G.S.E. il compito di fornire ad esse servizi specialistici in materia di fonti rinnovabili ed efficienza energetica.

L'ENEA, infine, ha intrapreso una campagna informativa indirizzata a scuole, imprese e università, realizzando, a tal proposito, un'infrastruttura dedicata alla formazione basata su internet e altri mezzi informatici interattivi, tra cui piattaforme per l'erogazione e la gestione di formazione a distanza, sistemi per la videocomunicazione, aule virtuali, strumenti per la produzione di contenuti e per il lavoro collaborativo.

Nei fatti, tuttavia, i diversi strumenti approntati non paiono fornire un'informazione ambientale coerente e realmente accessibile. In primo luogo, c'è da rilevare che le diverse banche dati contenenti informazioni ambientali (del G.S.E., di Enea, delle Regioni..) non seguono un protocollo comune per quanto riguarda la struttura generale, i criteri di accessibilità, le procedure di aggiornamento dei dati e la diffusione delle informazioni.

Inoltre, questi strumenti di supporto informativo spesso non tengono conto delle differenze (di preparazione tecnica, scientifica e giuridica) intercorrenti tra i diversi soggetti che richiedono le informazioni. Occorrerebbe, al contrario, una maggiore considerazione di queste diversità per considerare gli utenti non solo come semplici fruitori di dati, ma come parte attiva nel processo di elaborazione e diffusione delle informazioni.

Per cercare di ovviare a questi problemi, il più volte citato Decreto Romani, detta una importante disposizione, l'art. 12. In tale sede, si demanda al G.S.E. la realizzazione di un portale informatico recante informazioni dettagliate sugli incentivi nazionali per le fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica, contenente informazioni specifiche sui benefici netti e sui costi ed orientamenti che consentano a tutti i soggetti interessati di considerare adeguatamente la combinazione ottimale di fonti energetiche rinnovabili in sede di progettazione e ristrutturazione di edifici. L'articolo propone anche una sorta di *knowledge management* riguardante le buone pratiche adottate a livello regionale e locale per lo sviluppo delle energie rinnovabili, nonché uno scambio di informazioni di sintesi in merito ai procedimenti autorizzativi adottati nelle Regioni, nelle Province autonome e nelle Province per l'installazione degli impianti a fonti rinnovabili anche a seguito di quanto previsto nelle Linee Guida.

L'accentramento nel G.S.E. dell'informazione ambientale sulle rinnovabili potrebbe rappresentare senza dubbio un'evoluzione positiva rispetto alla caotica situazione attuale tanto più che allo stesso G.S.E. è conferita anche la possibilità di

stipulare accordi con le autorità locali e regionali, per elaborare programmi d'informazione, sensibilizzazione, orientamento o formazione al fine di informare i cittadini sui benefici e sugli aspetti pratici dello sviluppo e dell'impiego di energia da fonti rinnovabili⁸³⁰.

Un approccio innovativo, che tenda al superamento dell'opposizione dei cittadini verso i nuovi progetti, deve dunque passare dal coinvolgimento e dall'informazione, ma anche attraverso misure di compensazione, soprattutto nei casi in cui le opere comportino notevoli fastidi per le comunità locali.

A questo proposito, come si è osservato, l'articolo 12 comma 6 del Decreto Legislativo 387 del 2003 prevede che l'autorizzazione agli impianti alimentati da fonti rinnovabili non può essere subordinata né prevedere misure di compensazione a favore delle Regioni e delle Province. Le Linee Guida (allegato II) hanno chiarito che, pur non essendo dovuto ai Comuni alcun corrispettivo monetario per l'attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, l'autorizzazione unica può comunque prevedere l'individuazione di misure compensative, a carattere non meramente patrimoniale, a favore degli stessi Comuni e da orientare su interventi di miglioramento ambientale correlati alla mitigazione degli impatti riconducibili al progetto, ad interventi di efficienza energetica, di diffusione di installazioni di impianti a fonti rinnovabili e di sensibilizzazione della cittadinanza.

Le esperienze di altri Paesi europei consegnano ipotesi compensative che appaiono perfettamente compatibili con la disciplina appena delineata. Questa pratica, definita "*benefit sharing*", consiste, a grandi linee, nel ricompensare le comunità locali interessate dai progetti attraverso la condivisione dei benefici. Si tratta di una compensazione ambientale, e non monetaria, legata all'impatto dovuto alla costruzione di un impianto.

Un esempio di *benefit sharing* è quello relativo al parco eolico costruito nella zona di Bouin, in Francia: al fine di tutelare alcune specie di uccelli nell'area circostante, la società responsabile si è impegnata coi Comuni coinvolti ad interrare i cavi per ridurre le emissioni elettromagnetiche, a preservare e migliorare l'habitat lacustre limitrofo e ad effettuare un monitoraggio prolungato degli effetti. Un altro caso significativo riguarda il parco eolico situato nel Parco Nazionale di Hünsruck in Germania⁸³¹.

Un altro sistema, diffuso negli Stati europei, è quello del cosiddetto "*benefit in kind*", che consiste nell'attribuzione di una compensazione indiretta, anche

⁸³⁰ Articolo 12, comma 2 del Decreto Romani.

⁸³¹ In merito al Parco eolico di Hünsruck si rimanda a pag. 120.

monetaria. In alcuni casi la “ricompensa” è veramente singolare; così in Polonia, vicino al lago Ostrowo, il Comune, in cambio della costruzione di un parco eolico, si è visto riconoscere dalla società installatrice uno scuolabus, le divise nuove per la squadra di calcio e il finanziamento dell’annuale festival vichingo. A Kortrijk, in Belgio, il costruttore del parco eolico ha, invece, organizzato visite guidate all’interno delle turbine, i cui proventi vanno a vantaggio del Comune. Questo metodo, come si può intuire, lascia aperti numerosi dubbi circa la sua compatibilità con il disposto dell’articolo 12 comma 6 del Decreto Legislativo 387/2003, soprattutto a seguito dell’entrata in vigore delle nuove Linee Guida.

Il carattere peculiare degli esempi sopra descritti consiste nella compresenza dei due aspetti: quello del coinvolgimento della comunità e delle associazioni locali e quello della contrattazione. Si tratta di azioni che devono per forza coesistere al fine di raggiungere il risultato sperato.

E’ chiaro che non tutte le resistenze possono venir sedate attraverso una corretta informazione o una negoziazione di benefici; tuttavia è, senza dubbio, un modo efficace di gestire il dissenso: la decisione sembra un po’ meno imposta dall’alto e un po’ più partecipata, e finisce per essere più accettata. Il compito che tutti si devono proporre (legislatore, esecutivo, enti locali, attori sociali ed, in generale, ogni *stakeholder*) è quello di creare quella partecipazione e quella condivisione di conoscenze, senza cui lo sviluppo di un’efficace strategia per l’implementazione delle energie rinnovabili diventa problematico.

CONCLUSIONI - CONSIDERAZIONI CRITICHE SULLE POLITICHE DI IMPLEMENTAZIONE DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

L'Europa ha iniziato timidamente ad occuparsi di fonti rinnovabili a partire dalla crisi petrolifera degli anni settanta. I primi interventi si sono sostanziati, di fatto, in documenti programmatici, non vincolanti e meramente orientativi, anche a causa della mancanza di una chiara competenza della Comunità Europea in materia energetica. Solo dopo le modifiche introdotte dal Trattato di Maastricht, l'energia diviene oggetto di importanti atti normativi (come la Direttiva 1996/92/CE sulla liberalizzazione del mercato elettrico), che toccano, seppure incidentalmente, il tema delle rinnovabili. E', tuttavia, la fondamentale Direttiva 2001/77/CE ha fornire, per prima, un quadro di sostegno e un insieme di obiettivi vincolanti per gli Stati membri per l'aumento della quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Con l'approvazione del Pacchetto Clima-Energia e, soprattutto, con l'emanazione della Direttiva 2009/28/CE l'insieme degli strumenti di supporto è stato ulteriormente rafforzato, prevedendo, nel contempo, target ancora più stringenti per i Paesi membri dell'UE.

Nel contesto della disciplina europea, Danimarca, Germania e Italia hanno messo in campo una serie di politiche dirette alla promozione dell'uso delle energie rinnovabili. Pur condividendo analoghi obiettivi e un quadro normativo di riferimento comune, le vie scelte per perseguire tali traguardi possono variare ed è spesso una questione di contesto nazionale. Ciascuna scelta, pertanto, non può essere compresa senza esaminare le circostanze in cui essa viene formulata.

Di contro, l'esperienza dimostra come meccanismi analoghi abbiano dato nel concreto risultati pratici profondamente diversi da Paese a Paese⁸³². Molte delle difficoltà incontrate dall'Italia nello sviluppo del settore non trovano la loro ragion d'essere nel mero dato normativo, ma piuttosto in matrici sociali e culturali profonde che sarà arduo smantellare⁸³³. Questa analisi tipica del comparatista, abituato dai tempi di Hart e Sacks⁸³⁴ a ragionare in termini di efficacia delle norme a seconda del *legal process* in cui esse sono inserite, sembra non essere stata ancora compresa dal legislatore nazionale che troppo frequentemente si limita ad

⁸³² Si pensi, ad esempio, alla sostanziale inefficacia della *feed in tariff* introdotta in Italia dal CIP n. 6/92 in confronto al successo ottenuto dallo *Stromeinspeisungsgesetz* adottato in Germania nel 1991.

⁸³³ B. POZZO, *Alcune riflessioni critiche sul modello italiano in chiave comparatistica*, in B. POZZO, *Le politiche energetiche comunitarie*, Giuffrè 2009, pag. 219 e ss.

⁸³⁴ In merito al concetto di *legal process*: H. M. HART, A. M. SACKS, *The legal process: Basic Problems in The Making and Application of Law*, Westbury 1994

una sterile recepimento delle norme comunitarie senza comprenderne la filosofia circostante e le potenzialità applicabilità.

Ad ogni modo, per favorire la delicata transizione verso un futuro energetico sostenibile, è necessario che il legislatore sia guidato nelle sue decisioni da una strategia nazionale di lungo periodo e non eccessivamente legata a scelte dettate da motivi contingenti. E' proprio questo uno dei principali elementi di differenziazione tra l'Italia e gli altri due Paesi analizzati. Germania e Danimarca, infatti, puntano sulle rinnovabili con convinzione ormai da decenni, a prescindere dai target stabiliti nelle norme comunitarie. Nella visione di questi Stati la crescita delle FER non rappresenta uno scomodo obbligo imposto dall'Europa, ma piuttosto un'opportunità per migliorare l'economia e i livelli occupazionali, per affrancarsi dalla dipendenza energetica dai combustibili fossili importati ed, infine, per garantire un futuro sostenibile con la riduzione dei gas serra.

In tal senso, la classe politica ha giocato un ruolo molto importante: nonostante si siano alternati diversi schieramenti al governo di questi Paesi, il sostegno alle fonti alternative di energia non è mai mancato. Addirittura, in Danimarca le principali riforme del settore vengono delineate sulla base di veri e propri accordi negoziati dai principali partiti.

Dandosi obiettivi realizzabili (e non fantasiosi) e adottando conseguentemente le misure legislative e regolamentari idonee per raggiungerli, Germania e Danimarca hanno creato un quadro normativo sufficientemente certo e stabile che ha favorito gli investimenti nelle rinnovabili.

Al contrario, in Italia le opzioni di politica energetica sono valutate alla luce di esigenze transitorie, ma, in alcuni casi non dilazionabili. Così ciclicamente le rinnovabili tornano al centro del discorso politico - ma non di una seria pianificazione che manca da vent'anni - in occasione di black out energetici o di crisi politiche interne dei Paesi fornitori⁸³⁵. Non solo, in alcuni casi i policy maker non sembrano aver chiara quale sia la reale posta in gioco e si producono in spot, prontamente annunciati o ritirati a seconda della convenienza politica⁸³⁶.

In assenza di un solido documento di politica energetica, che vada al di là delle contingenze politiche, è molto difficile avere una normativa coerente ed efficace. Come si è potuto osservare, la materia è al centro di una regolamentazione ipertrofica, fatta di leggi e altri atti succedutisi nel tempo con grande rapidità. L'esperienza degli ultimi anni ha, infatti, mostrato con chiarezza

⁸³⁵ Emblematica sotto questo aspetto è la vicenda libica.

⁸³⁶ Si ricordi, ad esempio, il ridicolo piano sul nucleare che avrebbe dovuto costituire il fulcro della politica energetica nazionale, salvo poi essere congelato una volta occorsi gli eventi giapponesi relativi alla centrale di Fukushima.

come le continue modifiche ai sistemi vigenti abbiano non solo esacerbato le difficoltà di accesso al credito e più in generale di programmazione degli operatori, ma anche, in ultima istanza, comportato maggiori costi sul sistema. Inutile dire che gli investitori in questo contesto non sono molto invogliati a mettere a disposizione dei capitali, benché, come dimostrato, la remunerazione per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sia storicamente più elevata rispetto a Germania e Danimarca.

Specchio della confusione che regna sovrana è il recente Decreto Romani che presenta delle disposizioni del tutto incoerenti: alla finalità di implementare le fonti energetiche rinnovabili in vista del raggiungimento degli obiettivi comunitari (articolo 1) fa da contraltare un deciso taglio ai meccanismi di supporto. Il Decreto invece di mettere ordine tra i caotici incentivi economici, ha, di fatto ingenerato una confusione ancora maggiore, cancellando l'esistente e rimandando a futuri decreti ministeriali la riscrittura dei sistemi di sostegno, che – ed è questo uno dei pochi elementi di certezza forniti – saranno necessariamente meno vantaggiosi di quelli attualmente in essere.

La vicenda del fotovoltaico è, a questo proposito, emblematica: il terzo conto energia, applicabile da gennaio, cesserà la sua vigenza a maggio senza che sia dato sapere quali saranno le condizioni economiche previste per le nuove installazioni. E' chiaro che bloccare un settore che nel 2010 ha generato 40 miliardi di euro, con una percentuale sul PIL pari al 2%, pare una scelta quantomeno poco saggia. E' vero che la *feed-in premium* concessa è forse eccessivamente elevata, ma sarebbe stato il caso di procedere con più cautela consultando i vari attori sociali coinvolti, come è recentemente avvenuto in Germania in occasione della revisione al ribasso delle tariffe previste nell'EEG⁸³⁷. In secondo luogo, si può facilmente confutare l'assunto secondo il quale una rideterminazione degli incentivi corrisponde ad una strategia messa in campo dai principali Paesi dell'Unione Europea. Se, infatti, è chiaro che alcuni Paesi (come la Germania) sono riusciti ad ottimizzare tutti i processi legati al fotovoltaico e, di conseguenza, a creare delle economie di scala tali da permettere una diminuzione tariffaria, questo in Italia non è ancora avvenuto; per questo è importante che gli incentivi non vengano interrotti (o eccessivamente ridotti) prima che lo sviluppo di nuove tecnologie sia maturo.

Le esperienze della Germania e, soprattutto, della Danimarca indicano anche l'importanza del coinvolgimento del territorio e dell'imprenditoria locale nei progetti, tanto per le ricadute occupazionali, quanto per la questione

⁸³⁷ Le recenti modifiche all'EEG sono trattate a pagina 121.

dell'accettabilità sociale. Per far questo, l'approccio italiano, fondato su una generosa, ma caotica corresponsione di incentivi a favore della domanda di nuovi strumenti energetici è del tutto insufficiente. L'incentivazione deve, infatti, essere diretta anche nei confronti dell'offerta, vale a dire verso la messa a punto e lo sviluppo di nuove tecnologie che consentano un miglior sfruttamento di queste fonti.

Gli sforzi per lo sviluppo tecnico delle rinnovabili in Danimarca risalgono agli anni ottanta, con i primi stanziamenti per i progetti pilota e, soprattutto, con i primi incentivi agli impianti, che sono subordinati al possesso di particolare requisiti di efficienza, certificati dal Laboratorio Nazionale Risø. Negli anni, numerose altre leggi statali hanno previsto fondi diretti alla ricerca di settore e, attualmente, la nuova legge sulle fonti energetiche rinnovabili⁸³⁸ e, soprattutto, la legge sull'EUDP⁸³⁹ garantiscono un supporto finanziario ai progetti che possano portare un contributo effettivo alla produzione "verde" di energia e, più in generale, alla riduzione delle emissioni di gas serra.

Grazie a questi investimenti la Danimarca esporta l'80% degli aerogeneratori prodotti, che rappresentano la prima voce dell'export nazionale⁸⁴⁰. A tal proposito, vale la pena ricordare un fatto significativo; Finmeccanica⁸⁴¹, ricalcando un'operazione simile condotta dalla spagnola Gamesa, ha avuto l'accortezza di stipulare nel 1998 una *joint venture* con Vestas, il principale produttore danese di turbine eoliche; in base a questo accordo è stata creata una società (*Italian Wind Technology-IWT*), partecipata al 50% da Vestas e al 50% Finmeccanica, per la produzione di impianti in Italia. Strano a dirsi, ma, a differenza della partnership stipulata da Vestas con Gamesa (risolta nel 2003 con l'acquisizione da parte degli spagnoli dell'intero pacchetto azionario), la IWT è ora totalmente controllata dai danesi. Discorso analogo potrebbe farsi per il fotovoltaico, con la chiusura o la vendita di tutte le fabbriche di pannelli sorte dagli anni ottanta in poi nel nostro Paese, con conseguenze gravissime, anche sul piano occupazionale.

Di conseguenza, in Italia, gli incentivi concessi, invece di mettere in moto un circuito virtuoso che potrebbe avvantaggiare non solo i gestori degli impianti e gli installatori, ma anche i produttori nostrani di tecnologia, finisce per arricchire

⁸³⁸ In merito alla nuova disciplina legislativa concernente le fonti rinnovabili in Danimarca: pag. 142 e ss.

⁸³⁹ Sul punto: pag. 150 e ss.

⁸⁴⁰ M. BELLACCI, *Italia a lume di candela*, L'asino d'oro 2010, pag. 130 e ss.

⁸⁴¹ Finmeccanica è un gruppo italiano attivo prevalentemente nella difesa e nell'aerospazio; negli ultimi decenni ha progressivamente assorbito quasi tutte le aziende italiane attive in questi settori, espandendosi in modo significativo anche all'estero. L'azionista di riferimento rimane lo Stato, che detiene, attraverso il Ministero dell'Economia e delle Finanze circa il 33% delle azioni.

soprattutto le imprese straniere dalle quali è necessario acquistare i pannelli fotovoltaici e le pale eoliche.

Al contrario, la presenza, in Germania e Danimarca, di eccellenze del settore come Siemens e Vestas, con migliaia di addetti impiegati, ha prodotto le condizioni per determinare le comprensibili benefiche ricadute economiche nei rispettivi Paesi.

Accanto agli incentivi alla domanda e all'offerta, c'è però un elemento ulteriore che distingue in modo netto l'esperienza italiana da quella tedesca e danese ed è relativo ai limiti e alle carenze di tipo legislativo e regolamentare sul lato autorizzativo, che frenano o ritardano lo sviluppo di investimenti nel settore delle rinnovabili.

La causa principale di ciò risiede sicuramente in una normativa complessa, non chiara e spesso frammentata tra norme nazionali, regionali e, addirittura, provinciali. Questo caos è stata diretta conseguenza della modifica del Titolo V della Costituzione, in base al quale l'energia è diventata materia a legislazione concorrente tra Stato e Regioni.

In assenza di un chiaro indirizzo adottato dal legislatore nazionale (solo di recente approntato con le Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili), ogni Regione ha prodotto una propria normativa, molto spesso in contrasto con gli obiettivi stabiliti a livello nazionale e comunitario sulle fonti energetiche rinnovabili. Questo non accade in Danimarca e Germania, laddove, considerata l'importanza strategica della materia, i compiti riservati ai legislatori regionali sono circoscritti e vincolati dai documenti programmatici e dagli strumenti di pianificazione stabiliti a livello nazionale.

Ovviamente l'incongruenza tra le singole norme regionali ha prodotto una pericolosa asimmetria normativa tra le varie Regioni, che finiscono per dividersi tra quelle che autorizzano impianti con eccessiva facilità e quelle (la maggior parte) che li ostacolano proponendo normative stringenti e spesso incomprensibilmente avverse, quasi a voler trasferire in legge l'opposizione delle comunità locali a tali opere, in un paradossale effetto Nimby che vede i cittadini contrastare la realizzazione di installazioni che per loro stessa natura hanno un ridotto impatto ambientale e favoriscono uno sviluppo sostenibile⁸⁴². Questo ha spinto gli operatori ad installare gli impianti verso le Regioni meno problematiche,

⁸⁴² M. PROTTI, *Dossier - rinnovabili, cercasi un indirizzo "omogeneo"*, 2010 in www.nuova-energia.com

tralasciando altri territori che, dal punto di vista delle condizioni ambientali, sarebbero stati più idonei⁸⁴³.

L'approccio alle fonti rinnovabili adottato dal legislatore regionale ed, in generale, dagli enti locali appare, pertanto, troppo spesso influenzato dalla difficile ricerca di un punto di equilibrio tra il dovere di sostenere i programmi nazionali di sviluppo delle fonti rinnovabili ed il diritto della popolazione residente a preservare il patrimonio naturalistico e paesaggistico da impatti negativi. In ogni caso l'opposizione dei cittadini alla costruzione degli impianti influenza fortemente l'operato degli amministratori: se il decisore, infatti, ha la sensazione di non avere intorno a sé il consenso sociale (o, meglio, elettorale), può adottare delle scelte incongrue o fortemente limitative.

Anche in questo caso, Danimarca e Germania insegnano che, invece di cavalcare l'opposizione, spesso apodittica, della popolazione, sarebbe il caso di attuare una seria politica di informazione ambientale e di coinvolgimento dei cittadini nelle scelte di pianificazione. Un atteggiamento positivo nei confronti dei nuovi impianti è, infatti, prevalente nelle persone che hanno avuto modo di approfondire le proprie nozioni sulle energie rinnovabili e nei soggetti che hanno potuto preventivamente conoscere i progetti⁸⁴⁴. Ma, soprattutto, è essenziale che dai nuovi impianti derivino dei benefici al territorio, siano questi diretti (posti di lavoro o, come avviene in Danimarca, partecipazione dei cittadini nella proprietà degli impianti) o indiretti, come le misure di compensazione, già previste anche nel nostro ordinamento.

Insomma, per centrare gli obiettivi comunitari e, prescindendo da questi, per garantirsi un certo grado di indipendenza energetica, c'è bisogno di agire presto e seriamente, mettendo in campo, finalmente, una seria politica energetica nazionale che metta al primo posto l'implementazione delle fonti rinnovabili. Una strategia energetica che non deve limitarsi a fornire previsioni fantastiche o enunciazioni fini a se stesse, ma che deve essere incentrata sulle criticità più evidenti che impediscono un vero sviluppo del settore.

⁸⁴³ Lo sbilanciamento autorizzativo tra le diverse Regioni crea ovviamente problemi circa il rispetto degli obblighi che l'Italia ha assunto in ambito europeo (Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili) in merito alle fonti energetiche rinnovabili e alla riduzione delle emissioni climalteranti, creando di fatto il paradosso di un Paese che a livello nazionale assume determinati impegni, ma che è ostacolato nel raggiungimento degli stessi da norme regionali che non agevolano l'incremento dell'utilizzo di tali fonti energetiche. Alla non omogeneità di tali impianti sul territorio si legano le problematiche legate alla rete, che rimane, nonostante gli interventi normativi per favorirne uno sviluppo intelligente, ancora ancorata ad un sistema vecchio di produzione centralizzata, strutturalmente inidoneo a veicolare una quantità di energia superiore a quella per cui era stata progettato.

⁸⁴⁴ E. SMEDILE, *L'accettabilità sociale degli impianti energetici da fonti rinnovabili*, Atti del convegno ITABIA "Energia da fonti rinnovabili: stato dell'arte e prospettive future" Roma 24.10.2003.

In questo senso, il recente Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili in Italia⁸⁴⁵ sembra, per la prima volta, dar conto dell'importanza di un approccio omnicomprensivo alla problematica energetica, considerando congiuntamente il tema degli incentivi, quello delle autorizzazioni amministrative, quello della ricerca⁸⁴⁶ e quello, infine, dello sviluppo e gestione della rete elettrica. Nonostante gli indubbi meriti del documento, lo stesso estensore (ovvero il Ministero dello Sviluppo Economico) sembra nutrire molti dubbi sul fatto che l'Italia possa realmente raggiungere il target del 17% di energia rinnovabile sul totale dei consumi finali lordi di energia. Queste considerazioni, sebbene non esplicitate, emergono chiaramente dal fatto che il documento pone due condizioni imprescindibili per centrare l'obiettivo: l'incremento dell'efficienza energetica e la riduzione dei consumi di energia⁸⁴⁷. Nonostante l'attuale quadro di crisi economica, non pare realistico ipotizzare un calo dei consumi entro il 2020, anzi gli analisti sono concordi nel prevedere un aumento del fabbisogno energetico.

Proprio a dimostrazione di questa scarsa fiducia, il Piano propone di potenziare ulteriormente la cooperazione con Paesi UE ed extra UE per permettere lo sviluppo d'iniziative che possano dare un contributo anche in ordine all'assolvimento da parte dell'Italia dell'obbligo di uso delle fonti rinnovabili⁸⁴⁸. In particolare, si guarda con interesse ad accordi che riguardino l'area Balcanica e i paesi dell'Africa settentrionale più vicini al bacino del Mediterraneo. Insomma, il documento lascia intendere senza molte reticenze che sarà molto difficile non ricorrere ad importazioni straniere per centrare la quota richiesta. Si tratta di una prospettiva "lievemente" diversa da quelle di Germania e Danimarca, interessate

⁸⁴⁵ Per maggiori dettagli sul Piano si veda pagina 227 e seguenti.

⁸⁴⁶ Il Piano dà conto di alcune interessanti iniziative dirette a dare un esplicito supporto alla ricerca scientifica. Tra queste, il Sottoprogramma *Efficienza energetica* del Programma Industria 2015 destina risorse alla realizzazione di progetti innovativi, in particolare nel fotovoltaico e nell'eolico. Il piano triennale (2009-2011) *Ricerca di sistema nel settore elettrico* disposizione oltre 200 milioni di euro per progetti di enti di ricerca e imprese, di cui una parte significativa destinata alle rinnovabili. Infine non bisogna dimenticare i fondi stanziati nel *Programma operativo nazionale ricerca e competitività del Quadro comunitario di sostegno 2007-2013* e nel *Bando Ministero Politiche Agricole Alimentari e Forestali per il finanziamento di progetti di ricerca nel settore Bioenergetico*.

⁸⁴⁷ A questo proposito, occorre ricordare che la recente Legge 23 luglio 2009, n. 99 ("Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia", G. U. 31 luglio 2009, n. 176) ha previsto il varo di un *Piano straordinario per l'efficienza e il risparmio energetico*. Gli strumenti operativi previsti in tale sede saranno molteplici e diversificati: promozione della cogenerazione diffusa, misure volte a favorire l'autoproduzione di energia per le piccole e medie imprese, rafforzamento del meccanismo dei titoli di efficienza energetica, promozione di nuova edilizia a rilevante risparmio energetico e riqualificazione energetica degli edifici esistenti, incentivi per l'offerta di servizi energetici, promozione di prodotti nuovi altamente efficienti.

⁸⁴⁸ La possibilità di realizzare progetti comuni con gli altri Stati membri o con Stati extra UE è stabilita dagli articoli 7-11 della Direttiva 2009/28/CE.

anche loro ad implementare questi meccanismi di cooperazione, ma per l'esportazione del loro surplus produttivo.

Nonostante l'enfatica enunciazione con cui inizia il Piano d'azione nazionale (*"L'Italia ha posto da tempo lo sviluppo delle fonti rinnovabili tra le priorità della sua politica energetica, insieme alla promozione dell'efficienza energetica"*⁸⁴⁹), forse è veramente giunto il momento di cambiare marcia e di creare quella condivisione di cultura, di conoscenza e di intenti, fondamentale per unire gli attori istituzionali, le imprese ed i cittadini verso un obiettivo non più procrastinabile⁸⁵⁰.

⁸⁴⁹ Piano d'azione nazionale sulle energie rinnovabili, pag. 4.

⁸⁵⁰ Un auspicio questo di difficile realizzazione, soprattutto se dalle Istituzioni questo tema viene affrontato con superficialità e ironia. Valga come esempio la dichiarazione rilasciata dal Ministro dell'Economia, Tremonti, al forum di Confcommercio a Cernobbio nel marzo del 2011: *"Dal debito energetico non si esce con il mulino a vento o con il mulino bianco. La scelta del nucleare non è sbagliata."* Fonte: Corriere della sera (13 marzo 2011).

BIBLIOGRAFIA

P. AGNOLUCCI, *Use of economic instruments in the German renewable electricity policy*, Energy Policy 34 (2007), Elsevier, pag. 3538-3548

P. AGNOLUCCI, *Wind electricity in Denmark: A survey of policies, their effectiveness and factors motivating their introduction*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 11 (2007), Elsevier, pag. 951-963

V. AKHMATOV, *Experience with voltage control from large offshore windfarms: the Danish case*, Wind Energy 12 (2009), Wiley, pag. 692 e ss.

L. AMEDEO, *I prezzi di cessione dell'energia elettrica nelle convenzioni Cip 6 e iscrizione dei ricavi a bilancio*, in G. BONARDI, C. PATRIGNANI, *Energie alternative e rinnovabili*, Ipsoa 2010, pag. 529-534

E. S. AMUNDSEN, J. B. MORTENSEN, *The Danish Green Certificate System: some simple analytical results*, Energy Economics 23 (2001), Elsevier, pag. 489-509

APER, *Report Bioenergie 2010*, in www.aper.it

APER, *Indagine conoscitiva sulle prospettive di sviluppo delle biomasse e dei biocarburanti*, in www.aper.it

APER, *Report Fotovoltaico 2010*, in www.aper.it

APER, *Report Idroelettrico 2010*, in www.aper.it

APER, *Report Eolico 2010*, in www.aper.it

D. ARDOLINO, *L'intervento pubblico nel settore energetico: l'incentivazione della produzione da fonti energetiche rinnovabili*, in *Innovazione e Diritto* n. 1/ 2009

G. AREZZO DI TRAFILETTI, *Energia eolica e tutela del paesaggio: la ricerca di un corretto esercizio del potere amministrativo*, in www.LexItalia.it

M. BECHBERGER, *Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), eine Analyse des Politikformulierungsprozesses*, Vorgänge 1/2001, pag. 28-35

M. BACHBERGER, D. REICHE, *Renewable Energy Policy in Germany: Pioneering and Exemplary Regulations*, Energy for Sustainable Development 8 (2004), Elsevier, pag. 47-50

D. BANISAR, *Freedom of Information and Access to Government Record Laws Around the World*, The Freedominfo.org Global Survey 2004

A. BARTOLAZZI, *Le energie rinnovabili*, Hoepli 2005

E. M. BASSE, *Regulatory approaches related to renewable Energy technologies in the EU and Denmark with solar energy technologies as examples*, Environmental Liability, Lawtext, pag. 180 e ss.

F. BASTIANELLI, *La politica energetica dell'Unione europea e la situazione dell'Italia*, in La rivista trimestrale della Società italiana per l'organizzazione internazionale, anno 2006, fasc 3, pg.443-468

A. BATTISTELLA, *Trasformare il paesaggio. Energia eolica e nuova estetica del territorio*, Edizioni Ambiente 2010

M. BELLACCI, *Italia a lume di candela*, L'asino d'oro 2010

A. BIANCO, *L'incentivazione della produzione di energia da fonti rinnovabili*, in B. POZZO, *Le politiche energetiche comunitarie*, Giuffrè 2009, pag. 104-156

M. BOLINGER, *Community Wind Power Ownership Schemes in Europe and their Relevance to the United States*, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory 2001

P. BOLOGNESI, *La sfida delle rinnovabili in Germania*, Tesi di laurea in scienze politiche a.a. 2008/2009. Università degli Studi di Bologna, relatore Prof.ssa Marcella Emiliani

C. BREIDNICH, D. MAGRAW, A. ROWLEY, J. RUBIN, *The Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change*, in American Journal of International Law (AJIL), vol. 92/1998, pag. 315 e ss.

A. BRUSA, C. LANFRANCONI, F. CARIELLO, *Il Conto Energia per il fotovoltaico ex DM 28 luglio 2005*, in www.ambientediritto.it

M. BUCELLO, S. VIOLA, *Vizi (di illegittimità) e virtù dei procedimenti autorizzativi di impianti da fonti rinnovabili*, in Ambiente e Sviluppo, 10/2007, pag. 911 e ss.

S. BUGDAHN, *Of Europeanization and domestication: the implementation of the environmental information directive in Ireland, Great Britain and Germany*, Journal of European Public Policy 12 (2005), pag. 177-199

BUNDESMINISTERIUM DER FINANZEN, *Die ökologische Steuerreform ist effektiver Umweltschutz*, 2004 in www.bundesfinanzministerium.de

U. BÜSGEN, W. DÜRRSCHMIDT, *The expansion of electricity generation from renewable energies in Germany. A review based on the Renewable Energy Sources Act Progress Report 2007 and the new German feed-in legislation*, Energy Policy 37 (2009), Elsevier, pag. 2536-2545

J. BUTLER, A. DEHAMNA, *Survey of Denmark, Fuel cell today* 2009, in www.fuelcelltoday.com

P. D. CAMERON, *Legal aspects of EU energy regulation: implementing the new directives on electricity and gas across Europe*, Oxford University Press 2006

A. CAMPESAN, R. GRAZIANI, F. MINCHIO, *Impianti fotovoltaici. Il manuale completo del conto energia*, ELS 2008

P. CARPENTIERI, *Paesaggio contro Ambiente*, in Urbanistica e Appalti, 8/2005, pag. 931 e ss.

J. M. CARRASCO, L. G. FRANQUELO, *Power-Electronic Systems for the Grid Integration of Renewable Energy Sources: A Survey*, IEEE Transactions On Industrial Electronics, Vol. 53, No. 4, August 2006, pag. 1002 e ss.

S. CASSESE, *L'energia elettrica nella legge costituzionale n. 3/2001*, in Rass. Giur. Energia elettr., 2002, pag. 497 e ss.

E. CENTENO LÓPEZ, T. ACKERMANN, *Grid Issues for Electricity Production. Based on Renewable Energy Sources in Spain, Portugal, Germany, and United Kingdom. Annex to Report of the Grid Connection Inquiry*, Statens Offentliga Utredningar, Fritzes Offentliga Publikationer 2008

M. CERUTI, *Impianti di produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e valutazione di impatto ambientale*, in Lexitalia.it

CITY OF COPENHAGEN, *Copenhagen Climate Plan. The Short Version*, 2009

A. CLÒ, *Il rebus energetico*, Il Mulino 2008

J. M. COHEN, T. A. WIND, *Distributed Wind Power Assessment*, National Wind Coordinating Committee USA 2001

G.B. CONTE, *La Corte blocca le sospensioni regionali agli impianti eolici*, in www.giustamm.it

G.B. CONTE, *Ancora su energia eolica e tutela paesaggistica*, in www.giustamm.it.

L. CORALLI, E. D'ANGELO, G. LAI, *Federalismo energetico: Il nuovo ruolo degli Enti Locali in materia di Energia ed Ambiente. La pianificazione energetica regionale e locale, aspetti metodologici e stato dell'arte*, Enea 2003

C. CORINO, *Energy Law in Germany*, C. H. Bech 2003

DANISH ENERGY AGENCY, *Energy Policy Statement*, 2010 in www.ens.dk

DANISH ENERGY AGENCY, *Wind turbines in Denmark*, Report 2010 in www.ens.dk

DANISH ENERGY AGENCY, *Green Taxes in Trade and Industry*, 2010 in www.ens.dk

DANISH ENERGY AGENCY, *Green Taxes for Trade and Industry – description and evaluation*, 2000 in www.ens.dk

DANMARKS-VINDMØLLEFORENING, *Cooperatives – a local and democratic ownership to wind turbines*, 2009, in www.dkvind.dk

DANMARKS-VINDMØLLEFORENING, *Windturbines in Denmark: Lessons to be learnt*, 2009, in www.dkvind.dk

M. D'AURIA, *Impianti eolici e termine massimo di conclusione del procedimento*, in *Giornale di diritto amministrativo* 5/07, pag. 493 e ss.

F. DE LEONARDIS, *Criteri di bilanciamento tra paesaggio e energia eolica*, in *Dir. Amm.*, n. 4/2005, pag. 889 e ss.

V. D'ERMO, *Il futuro dell'energia tra sfide politiche, economiche e ambientali*, in *L'Ape ingegnosa – Rivista del Dipartimento di Scienze dello Stato*, n. 1-2 (2005)

P. DEVINE-WRIGHT, *Reconsidering public acceptance of renewable energy technologies: a critical review*, in T. JAMASB, M. GRUBB, M. POLLITT, *Delivering a Low Carbon Electricity System: Technologies, Economics and Policy*, Cambridge 2008

F. DI DIO, *Eolico e Regioni: illegittime normative e procedure regionali in assenza di linee guida statali sulla localizzazione degli impianti da fonti rinnovabili*, nota a Corte cost. n.166/09, in *Rivista Giuridica dell'Ambiente*, n.9/2009, pag. 926 e ss.

J. DIEKMANN, *Study On Behalf of the Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety. Economic Analysis and Evaluation of the Effects of the Renewable Energy Act*, DIW Berlin 2008

F. DONATI, *Il riparto di competenze tra stato e regione in materia di energia*, in E. BRUTI LIBERATI, F. DONATI, *Il nuovo diritto dell'energia tra regolazione e concorrenza*, Giappichelli 2007, pag. 35 e ss

L. DUSONCHET, E. TELARETTI, *Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries*, *Energy Policy* 38 (2010), pag. 4011-4020

M. FALCIONE, U. FARINELLI, G. B. ZORZOLI, *Elettricità dal sole*, Maggioli 2010

S. FANETTI, *L'autorizzazione unica per la costruzione e l'esercizio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili*, in B. POZZO, *Le politiche energetiche comunitarie*, Giuffrè 2009, pag. 157-177

S. FANETTI, *L'attuazione regionale dell'art. 12, D. Lgs 387/2003*, in B. POZZO *Le politiche energetiche comunitarie*, Giuffrè 2009, pag. 178-192

S. FANETTI, *Sintesi dei principali interventi regionali in materia di fonti energetiche rinnovabili*, Giuffrè 2009, pag. 231-268

FEDERAL MINISTRY FOR THE ENVIRONMENT NATURE CONSERVATION AND NUCLEAR SAFETY, *Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources*, in *Solar Energy Policy*, 70 (6), pag. 489-504

FEDERAL MINISTRY FOR THE ENVIRONMENT, NATURE CONSERVATION AND NUCLEAR SAFETY (BMU), *Amending the Renewable Energy Sources Act (EEG). Key provisions of the new EEG as amended on 21 July 2004*, in www.erneuerbare-energien.de

FEDERAL MINISTRY FOR THE ENVIRONMENT, NATURE CONSERVATION AND NUCLEAR SAFETY (BMU), *Development of renewable Energy sources in Germany 2009* (December 2010 version), in www.bmu.de

FEDERAL MINISTRY FOR THE ENVIRONMENT, NATURE CONSERVATION AND NUCLEAR SAFETY (BMU), *Development of Renewable Energy Sources in Germany 2009* (Pubblicato il 18 marzo 2010), in www.erneuerbare-energien.de

FEDERAL MINISTRY FOR THE ENVIRONMENT, NATURE CONSERVATION AND NUCLEAR SAFETY (BMU), *Renewable energy sources in figures. June 2009* in www.erneuerbare-energien.de.

FEDERAL MINISTRY FOR THE ENVIRONMENT, NATURE CONSERVATION AND NUCLEAR SAFETY (BMU), *Gross employment from renewable energy in Germany in 2009 - a first estimate. Short and long term impacts of the expansion of renewable energy on the German labor market: third report on gross employment.* (Pubblicato il 22 aprile 2010) in www.erneuerbare-energien.de.

FEDERAL MINISTRY FOR THE ENVIRONMENT, NATURE CONSERVATION AND NUCLEAR SAFETY (BMU), *Report on administrative procedures for the authorisation of installations for the generation of electricity from renewable energy sources 2003*, in www.bmu.de

FEDERAL MINISTRY OF FOOD, AGRICULTURE AND CONSUMER PROTECTION, *The Renewable Energy Sources Act and the Renewable Energies Heat Act*, in www.bmelv.de

D. FINON, P. YANNICK, *Transactional Efficiency and Public Promotion of Renewables in the Electric Industry: The Choice Between Structures of Hybrid Governance*, ISNIE Konferenz Tucson 2004

F. FONDERICO, *Riforma costituzionale e tutela dell'ambiente*, in *Ambiente*, n. 4/2002, pag. 337 e ss.

D. FOUQUET, *Feed in tariffs versus Quota Systems – a comparison*, EREF 2007

A. D. FOX, M. DESHOLM, J. KAHLERT, T. K. CHRISTENSEN, I. K. PETERSEN, *Information needs to support environmental impact assessment of the effects of European marine offshore wind farms on birds*, *Ibis* 148 (2006), Wiley, pag. 129 e ss.

P. FOX-PENNER, *Smart Power: Climate Change, the Smart Grid, and the Future of Electric Utilities*, Island Press 2010

T. FRANCI, *Politiche regionali e fonti rinnovabili nel settore elettrico*, Quaderno di ricerca REF, n. 46/Marzo 2008

C. FRÄSS-EHRFELD, *Renewable Energy Sources: A Chance to Combat Climate Change*, Kluwer Law International 2010

L. L. FRERIS, D. INFELD, *Renewable energy in power systems*, John Wiley and Sons 2008

C. W. GELLINGS, *The Smart Grid: Enabling Energy Efficiency and Demand Response*, The Fairmont Press 2009

GESTORE SERVIZI ENERGETICI, *Guida agli incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili*, GSE 2010 in www.gse.it

GESTORE SERVIZI ENERGETICI, *Il terzo conto energia. Guida alla richiesta di incentivi per gli impianti fotovoltaici*, GSE 2011 in www.gse.it

GESTORE SERVIZI ENERGETICI, *Istruzioni operative per l'autocertificazione della produzione, importazione ed esportazione di energia elettrica da fonti non rinnovabili nell'anno 2010*, GSE 2010 in www.gse.it

GESTORE SERVIZI ENERGETICI, *Manuale Utente. Scambio sul posto*, GSE 2009 in www.gse.it

L. GIAMPIETRO, "V.I.A. col vento"...: breve rassegna di giurisprudenza amministrativa in tema di energia eolica, in *Ambiente e Sviluppo* 3/2008, pag. 252-258

P. GIPE, *Community-Owned Wind Development in Germany, Denmark, and the Netherlands*, Wind Works 1996, in www.windworks.org

S. GORGOGLIONE, *La trasposizione delle politiche energetiche comunitarie in Italia*, in B. POZZO, *Le politiche energetiche comunitarie*, Giuffrè 2009, pag. 67-103

E. GRIPPO, F. MANCA, *Manuale breve di diritto dell'energia*, CEDAM 2008

F. GUALANDI, *Guida alla nuova disciplina delle fonti di energia rinnovabili*, Maggioli 2011

S. GUARNIERI, *Prevalenza dell'interesse pubblico della tutela dell'ambiente mediante lo sviluppo delle fonti rinnovabili su quello relativo alla tutela del paesaggio*, in *Rassegna giuridica dell'energia elettrica*, 2006, I, pag. 270 e ss.

GUEST EDITORIAL, *Renewable energy policies in the European Union*, Energy Policy 34 (2006), Elsevier, pag. 251-255

R. HAAS, *How to promote renewable energy systems successfully and effectively*, Energy Policy 32 (2004), Elsevier, pag. 833-839

S. HAEHNLEIN, P. BAYER, P. BLUM, *International legal status of the use of shallow geothermal energy*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 14 (2010), Elsevier, pag. 2611-2625

H. M. HART, A. M. SACKS, *The legal process: Basic Problems in The Making and Application of Law*, Westbury 1994

N. HEDING, *Renewable energy - the Danish case pictured by policy, biomass and wind*, Conference paper VTT Symposium 2000 No. 208

D. HELM, *European Energy Policy, meeting the Security of Supply and Climate Change Challenges*, EIB papers, 2007, Vol. 12, n°1

M. HERRMANN, H. F. HELLER, *The Amendment of the Renewable Energy Act with respect to the Feed-In-Tariffs for Photovoltaic Power Plants*, Client Alert, Latham & Watkins, N.1065/2010

M. HEYMANN, *Signs of Hubris: The Shaping of Wind Technology Styles in Germany, Denmark, and the United States, 1940-1990*, Technology and Culture, Vol. 39, No. 4 (Oct., 1998), The Johns Hopkins University Press, pag. 641 e ss.

B. HILLEBRAND, H. G. BUTTERMANN, J. M. BEHRINGER, M. BLEUEL, *The expansion of renewable energies and employment effects in Germany*, Energy Policy 34 (2006), Elsevier, pag. 3484-3494

D. HOPWOOD, *Blueprint for sustainability?: What lessons can we learn from Freiburg's inclusive approach to sustainable development?*, Refocus, 8 (2007), Elsevier, pag. 54-57

M. HUBER, *Leadership and Unification: Climate change policies in Germany*, in U. COLLIER-R. LÖFSTEDT, *Cases in climate change Policy: Political Reality in the European Union*, Earthscan 1997

G. HÜBNER, J. POHL, *Acceptance and environmental compatibility of aircraft obstruction markings on wind turbines*, Martin-Luther-University Halle-Wittenberg, Institute of Psychology 2010, in www.bmu.de

M. HUSTEDT, *Windkraft – Made in Germany*, in F. ALT, J. CLAUS, H. SCHEER, *Windiger Protest. Konflikte um das Zukunftspotential der Windkraft*, Ponte Press 1998

F. HVELPLUND, *Renewable energy governance systems. Report from Institute for Development and Planning*, Aalborg University 2001

F. HVELPLUND, *Denmark*, in D. REICHE, *Handbook of Renewable Energies in the European Union: Case Studies of the EU-15*, Peter Lang Verlag 2005, pag. 83 e ss.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *Energy Policies of IEA Countries. Germany 2002 review*, OECD/IEA 2002

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *Energy Policies of IEA Countries. Denmark 2006 Review*, OECD 2006

S. JACOBSSON, V. LAUBER, *The politics and policy of Energy system transformation – explaining the German diffusion of renewable Energy technology*, *Energy Policy* 34 (2006), Elsevier, pag. 256-276

A. JÄGER-WALDAU, *Photovoltaics and renewable energies in Europe*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 11 (2007) , Elsevier, pag. 1414-1437

D. JAHN, *Nuclear Power, Energy Policy and New Politics in Sweden and Germany*, *Environmental Politics*, 1/3 (1992)

A. JOBERT, P. LABORGNE, S. MIMLER , *Local acceptance of wind energy: Factors of success identified in French and German case studies*, *Energy Policy* 35 (2007), Elsevier, pag. 2751-2760

T. B. JOHANNSON, W. TURENBERG, *Policies for Renewable energy in the European Union and Its Member States: An Overview*, in *Energy for Sustainable Development* 8 (2004), Elsevier, pag. 5-24

A. JOHNSTON, K. NENHOLF, D. FOUQUET, M. RAGUITZ, G. RESCH, *The proposed New EU renewables Directive: Interpretation, Problems and prospecto*, in *European Energy Ehv. Law Review*, 2008

C. W. JONES, *EU Energy Law: Volume I – The Internal Energy Market*, Claves & Castels 2006

C. W. JONES, *EU Energy Law: Volume II – The Internal Energy Market*, Claves & Castels 2007

W. JÖRSS, *Decentralised power generation in the liberalised EU energy markets: results from the DECENT research project*, Springer 2003

L. M. KAMP, R. E. SMITS, C. D. ANDRIESSE, *Notions on learning applied to wind turbine development in the Netherlands and Denmark*, Energy Policy 32 (2004), Elsevier, pag. 1625-1637

KLIMAKOMMISSIONEN, *Green energy – the road to a Danish energy system without fossil fuels*, Report, 9/2010

W. KREWITT, J. NITSCH, *The German Renewable Energy Sources Act, an investment into the future pays off already today*, Renewable Energy 28 (2003), Elsevier, pag. 533-542

L. KRÄMER, *Manuale di diritto comunitario dell'ambiente*, Giuffrè 2002

S. KROHN, S. DAMBORG, *On Public Attitudes Towards Wind Power*, Renewable Energy 16 (1999) , Elsevier, pag. 954-960

J. LADENBURG, *Attitudes towards on-land and offshore wind power development in Denmark; choice of development strategy*, Renewable Energy 33 (2008), Elsevier, pag. 111-118

O. LANGNIß, J. DIEKMANN, U. LEHR, *Advanced mechanisms for the promotion of renewable energy - Models for the future evolution of the German Renewable Energy Act* in Energy Policy 37 (2009), Elsevier, pag. 1289-1297

V. LAUBER, *Switching to renewable power: a frame work for the 21st century*, Earthscan 2005

V. LAUBER, *REFIT and RPS: options for harmonized Community framework*, Energy Policy 32 (2004), Elsevier, pag. 1405-1414

V. LAUBER, *The different concepts of promoting RES-electricity and their political career*, in F. BIERMANN, R. BROHM, K. DINGWERTH, *Proceedings of the 2001 Berlin conference on the human dimensions of global environmental change 'Global environmental change and the nation state'*, Potsdam institute for climate impact research, 2002, pag. 296 e ss.

V. LAUBER, L. METZ, *Three decades of renewable electricity policies in Germany*, Energy and Environment, vol. 15 no. 4 (2004), pag. 599-623

- V. LAUBER, D. POSENDORFER, *Success through continuity: renewable electricity policies in Germany*, in I. DE LOVINFOSSE, F. VARONE, *Renewable electricity policies in Europe: tradable green certificates in competitive markets*, Presses univ. de Louvain 2004, pag. 121-182
- U. LEHR, J. NITSCH, M. KRATZAT, C. LUTZ, D. EDLER, *Renewable energy and employment in Germany*, Energy Policy 36 (2008), Elsevier, pag. 108-117
- J. A. LESSER, X. SU, *Design of an economically efficient feed-in tariff structure for renewable energy development*, Energy Policy 36 (2008), Elsevier, pag. 981-990
- J. LIPP, *Lessons for effective renewable Energy policies from Denmark, Germany and United Kingdom*, Energy Policy 35 (2007), Elsevier, pag. 5481-549
- A. LORENZONI, L. BANO, *I costi di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili*, Università degli studi di Padova – Dipartimento di Ingegneria elettrica 2007
- H. LUND, F. HVELPLUND, P. A. ØSTERGAARD, B. MÖLLER, B. V. MATHIESEN, A. N. ANDERSEN, P. E. MORTHORST, K. KARLSSON, P. MEIBOM, M. MÜNSTER, J. MUNKSGAARD, P. KARNØE, H. WENZEL, H. H. LINDBOE, *Danish wind power. Export and cost*, Department of Development and Planning, Aalborg University 2010
- J. LUTHER, *Photovoltaic Guidebook for Decision-Makers*, Springer 2002
- P. MAEGAARD, *Danish renewable energy policies*, World Council for Renewable Energy, 2009 in www.wcre.de
- C. MANNA, *Le fonti rinnovabili 2005. Lo sviluppo delle rinnovabili in Italia tra necessità e opportunità*, Enea 2005
- C. MANNA, A. FIDANZA, *Le fonti rinnovabili 2010. Ricerca e Innovazione per un futuro low-carbon*, Enea 2010
- E. MARIOTTI, M. IANNANTUONI, *Il nuovo diritto ambientale*, Maggioli 2009
- J. MARKARD, B. TRUFFER, *The promotional impacts of green power products on renewable energy sources: direct and indirect eco-effects*, Energy Policy 34 (2006), Elsevier, pag. 306-321
- M. MASLATON, *Das Recht der Erneuerbaren Energien als eigenständige juristische Disziplin*, in LKV, 2008, Heft 7

- J. MCLAREN LORING, *Wind energy planning in England, Wales and Denmark: Factors influencing project success*, Energy Policy 35 (2007) pag. 2648-2660
- P. MENANTEAU, D. FINON, M. L. LAMY, *Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy*, Energy Policy 31 (2003), pag. 799-812
- M. MENDONÇA, *Feed-InTariffs: Accelerating the Deployment of Renewable Energy*, Earthscan 2007
- M. MENDONÇA, S. LACEY, F. HVELPLUND, *Stability, participation and transparency in renewable energy policy: Lessons from Denmark and the United States*, Policy and Society 27 (2009), Elsevier, pag. 379-398
- R. MENGES, *Supporting renewable energy on liberalised markets: green electricity between additionality and consumer sovereignty*, Energy Policy 31 (2003), Elsevier, pag. 583-596.
- P. MENNA, *L'energia pulita – Sole, acqua, vento... le fonti di energia rinnovabili*, Il Mulino 2003
- A. MEYER, S. STEINBIß, *Acceptance of renewable energies in the USA*, BMU 2008
- N. I. MEYER, A. L. KOEFOED, *Danish energy reform: policy implications for renewable*, Energy Policy 31 (2003), Elsevier, pag. 597-607
- N. I. MEYER, *Renewable energy policy in Denmark*, Energy for Sustainable Development, 8 (2004), Elsevier, pag. 25-35
- N. I. MEYER, *Learning from Wind Energy Policy in the EU: Lessons from Denmark, Sweden and Spain*, European Environment 17 (2007), Wiley, pag. 349 e ss.
- C. MEZZABARBA, *Profili critici nello sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili*, in B. POZZO *Le politiche energetiche comunitarie*, Giuffrè 2009, pag. 193-216
- L. MEZZETTI, *Il diritto dell'energia tra Costituzione Europea, Innovazioni Legislative e Riforme Costituzionali*, in Atti Conferenza Nazionale sulla Politica Energetica Nazionale, Bologna, 18-19 Aprile 2005
- C. MITCHELL, *The Political Economy of Sustainable Energy*, Palgrave 2008.

- C. MITCHELL, D. BAUKNECHT, P.M. CONNOR, *Effectiveness through risk reduction: a comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany* in *Energy Policy* 34 (2006), Elsevier, pag. 297-305
- G. MOLINARI, *La nuova disciplina del settore elettrico ed il quadro normativo di riferimento*, in *Diritto&Diritti*, gennaio 2001
- A. MOLOCCHI, *La scommessa di Kyoto: politiche di protezione del clima e sviluppo sostenibile*, parte II, F. Angeli 1998
- G. MONTELEONE, *Ambiente e centrali eoliche*, in www.giustamm.it.
- A. MORO, *La certificazione ambientale: scenari e quadro normativo europeo*, intervento a convegno "La valutazione della compatibilità ambientale dei prodotti edilizi" – Politecnico di Milano – 07/04/2003 in www.bioecolab.it
- J. MUNKSGAARD, P.E. MORTHORST, *Wind power in the Danish liberalised power market—Policy measures, price impact and investor incentives*, *Energy Policy* 36 (2008), Elsevier pag. 3940-3947
- A. NADAÏ, "Planning", "siting" and the local acceptance of wind power: Some Lessons from the French case, *Energy Policy* 35 (2007), Elsevier, pag. 2715-2726
- G. NAPOLITANO, *L'energia elettrica e il gas*, in S. CASSESE, *Trattato di Diritto amministrativo, Diritto amministrativo speciale, tomo III. I servizi pubblica*, Giuffrè 2003
- M. NAST, O. LANGNIß, U. LEPRICH, *Instruments to promote renewable energy in the German heat market—Renewable Heat Sources Act*, *Renewable Energy* 32 (2007), Elsevier, pag. 1127-1135
- M. NAST, *Renewable energy heat act and government grants in Germany*, *Renewable Energy* 35 (2010) , Elsevier, pag. 1852-1856
- S. NESPOR, A. CUTRERA, *Rivista giuridica dell'ambiente, speciale Kyoto*, Giuffrè, vol 1 (2005)
- J. H. NIELSEN, *Denmark's energy future*, *Energy Policy* 18 (1990), Elsevier, pag. 80-85
- K. A. NIELSEN, B. ELLING, E. JELSOE, *A New Agenda for Sustainability*, Ashgate 2010

- S. R. NIELSEN, *Wind Energy planning in Denmark*, Renewable Energy 9 (1996), Elsevier, pag. 776-771
- J. NIEDERSBERG, *Das Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien*, in NVwz, Heft 1
- NIMBY FORUM, V edizione (2009), *Cantiere Italia. Quando lo sviluppo è una corsa a ostacoli*, Aris
- NIMBY FORUM, III edizione (2007), *Andare oltre il giardino*, Aris
- F. NOFERI, *Le fonti energetiche rinnovabili: guida alle Agevolazioni Comunitarie, Nazionali e Regionali*, Alinea 2009
- O. ODGAARD, *Renewable Energy in Denmark*, Danish Energy Agency 2000
- G. B. OLESEN, P. MAEGAARD, J. KRUSE, *Danish experience in wind energy—local financing*, Working report for the WELFI project (Wind Energy Local Financing) 2002, in www.ceere.org
- B. E. OLSEN, *Wind Energy and Local Acceptance: : How to get Beyond the NIMBY Effect*, European Energy and Environmental Law Review, October 2010, Wolters Kluwer, pag. 239 e ss.
- V. OSCHMANN, *Die Novelle der Erneuerbaren Energien Gesetzes*, in NVwZ, 2004, Heft 8, pag. 910 e ss.
- J. ØSTERGAARD, J. E. NIELSEN, *The Bornholm power system. An overview*, Centre for Electrical Technology, Technical University of Denmark 2010
- J. P. PAINULY, *European experiences in financing and development of renewable energy projects*, Activity 8 report, 05/2006 in www.uneprisoe.org
- M. PARISI, *Lettura ragionata della Direttiva 2002/91/CE del 16/12/2002*. Intervento a convegno “InarSind” – Catania 2005 in www.anab.it
- C. PATRIGNANI, *Fare energia. Fiscalità e agevolazioni*, Ipsoa 2008
- A. PAVESI, *Le procedure autorizzatorie per gli impianti di energia da fonti rinnovabili: tra incertezze ed attese, il caso della Regione Puglia*, Diritto e giurisprudenza agraria, alimentare e dell’ambiente, n. 10/2010, pag. 579 e ss.

L. R. PERFETTI, *Il governo dell'energia tra federalismo e liberalizzazione. Profili di ricomposizione nel quadro delle competenze*, in *Merc. Conc. Reg.*, 2002, pag. 377 e ss.

M. PETERSON, *Renewable Energy Development and the Function of Law. A Comparative Study of Legal Rules Related to the Planning, Installation and Operation of Windmills*, Tesi di dottorato, Luleå University of Technology Department of Business Administration and Social Sciences, Division of Social Science 2008

E. PICOZZA, A. COLLAVECCHIO, *Energie*, in G. CORSO, V. LOPILATO (a cura di), *Il Diritto Amministrativo dopo le riforme costituzionali, Parte Speciale, Vol. II*, Giuffrè 2006, pag. 81 e ss.

J. L. M. PIERCE, *Is there an appropriate model of Community wind turbine ownership for New Zealand?*, Massey University, Palmerston North NZ 2008

J. R. PILLAI, K. HEUSSEN, *Bornholm as a Model for 100% Renewable Energy Scenarios in Denmark*, Proc. Nordic Wind Power Conference (NWPC'09), Bornholm, 9-10 September 2009

A. R. PISANI, *Udnyt de Grønne millioner*, *Vedvarende Energi & miljø*, 4 (2010), pag. 4 e ss.

C. POLETTI, F. PONTONI, A. SILEO, *L'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate attraverso il Provvedimento CIP n. 6/ 92. Un'analisi economica*, Research Report N. 4, December 2009, IEFE (Istituto di economia e politica dell'energia e dell'ambiente, Bocconi)

M. E. PORTMAN, J. A. DUFF, J. KÖPPEL, J. REISERT, M. E. HIGGINS, *Offshore wind energy development in the exclusive economic zone: Legal and policy supports and impediments in Germany and the US*, *Energy Policy* 37 (2009) , Elsevier, pag. 3596-3607

S. POULSEN, *Nettilslutning og administrative procedure*, DTI 2005

B. POZZO, *Le politiche comunitarie in campo energetico*, in B. POZZO, *Le politiche energetiche comunitarie*, Giuffrè 2009, pag. 1-65

B. POZZO, *Alcune riflessioni critiche sul modello italiano in chiave comparatistica*, in B. POZZO, *Le politiche energetiche comunitarie*, Giuffrè 2009, pag. 219-227

M. PROTTI, *Dossier - rinnovabili, cercasi un indirizzo "omogeneo"*, 2010 in www.nuova-energia.com

S. QUADRI, *Lineamenti di diritto internazionale delle fonti di energia rinnovabile*, Editoriale Scientifica 2008

M. RAABE, N. MEYER, *Das Erneuerbaren Energien Gesetz*, in NJW, 2000, Heft 18

M. RAGWITZ, C. HUBER, *Feed-In Systems in Germany and Spain and a comparison* in www.bmu.de

REN 21 – Renewable Energy Policy Network for the 21st Century – *Renewables Global Status Report 2009*, in www.ren21.net

L. RICCI, *Procedure autorizzative per la realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili e pluralità di domande*, in Rivista Giuridica dell'Ambiente, n. 6/2009, pag. 889 e ss.

W. RICKERSON, *German Electricity Feed Law Policy Overview*, in www.wind-works.org, 2002

W. RICKERSON, R. C. GRACE, *The Debate over Fixed Price Incentives for Renewable Electricity in Europe and the United States: Fallout and Future Directions*, Heinrich Böll Foundation 2007

M. M. ROGGENKAMP, R. L. HENDRIKS, B. C. UMMELS, W. L. KLING, *Market and regulatory aspects of trans-national offshore electricity networks for wind power interconnection*, Wind Energy 13 (2010), Wiley, pag. 483 e ss.

S. ROPENUS, S. G. JENSEN, *Support Race against the European RES Target*, DTU 2010

G. ROSSI, *Le energie rinnovabili fra complessità organizzative e procedurali*, Astrid 2009

P. RUNCI, *Renewable energy Policy in Germany: An Overview and Assessment*, in The Joint Global Change Research Institute (www.globalchange.umd.edu)

E. SANTORO, *L'autorizzazione alla realizzazione di impianti di energia eolica tra tutela ambientale e tutela paesaggistica*, in Rivista Giuridica dell'Ambiente, 2/2007, pag. 369 e ss.

G. SARTORIO, *Parchi eolici e valutazione di impatto ambientale*, in *Urbanistica e Appalti*, 1/2008, pag. 105 e ss.

B. K. SOVACOO, H. H. LINDBOE, O. ODGAARD, *Is the Danish Wind Energy Model Replicable for Other Countries?*, *The Electricity Journal* 21 (2008), Elsevier, pag. 27-38

M. SCHAEFER, D. BÜLLESFELD, *New German Renewable Act adopted*, Freshfields Bruckhaus Deringer LLP 2009

J.P.M. SIJM, *The Performance of Feed-in Tariffs to Promote Renewable Electricity in European Countries*, Working paper, ECN-C-02-083

SKATTENMINISTERIET, *Redegørelse om muligheder for og virkninger af ændrede afgifter på elektricitet med særlig henblik på bedre integration af vedvarende energi (dynamiske afgifter)*, 2010, in skm.dk

E. SMEDILE, *L'accettabilità sociale degli impianti energetici da fonti rinnovabili*, Atti del convegno ITABIA "Energia da fonti rinnovabili: stato dell'arte e prospettive future" Roma 24.10.2003

A. SOROKIN, *Incentivi determinanti a favore delle fonti energetiche rinnovabili in Germania*, *Gestione Energia*, 4/2004

A. SOROKIN, *Sui tetti del mondo. Fotovoltaico: I successi in Giappone e Germania e lo stallo nel "Paese del sole". Strategie Industriali a confronto*, *Qualenergia*, 3/2004

K. SPERLING, F. L HVELPUND, B. V. MATHIESEN, *Evaluation of wind power planning in Denmark. Towards an integrated perspective*, *Energy* 35 (2010), Elsevier, pag. 5443-5454

K. SPERLING, F. L HVELPUND, B. V. MATHIESEN, *Centralisation and decentralisation in strategic municipal energy planning in Denmark*, *Energy Policy* 39 (2010), Elsevier, pag. 1338-1351

F. STEFANELLI, *I certificati verdi* in G. BONARDI, C. PATRIGNANI *Fare energia. Fiscalità e agevolazioni*, Ipsoa 2008, pag. 97-109

J. SZARKA, *Wind power, policy learning and paradigm change*, *Energy Policy* 34 (2006), Elsevier, pag. 3041-3048

G. TACCOGNA, *Campi eolici e paesaggio. Evoluzioni ed involuzioni giurisprudenziali*, in *Foro amm.* 2006, 11, pag. 3687 e ss.

- N. TASSONI, *Ambiente, paesaggio e parchi eolici: un rapporto (in parte) ancora irrisolto*, in *Giornale di diritto amministrativo* n. 11/2007, pag. 1183 e ss.
- D. TOKE, V. LAUBER, *Anglo-Saxon and German approaches to neoliberalism and environmental policy: The case of financing renewable energy*, *Geoforum* 38 (2007), Elsevier, pag. 677-687
- F. TRANAES, *Danish wind energy*, Danish Wind Turbine Owners' Association 1997
- M. TRINICK, *Green on Green: Planning for Wind Energy*, *Journal of Planning and Environment Law*, Occasional Papers No. 34/2006
- G. TULUMELLO, *L'energia eolica: problemi e prospettive – L'esperienza italiana*, in www.giustamm.it
- R. VALLE, *Parchi eolici e raggiungimento degli obiettivi del Protocollo di Kyoto*, in www.dirittodeiservizipubblici.it
- V. VATTANI, *La realizzazione degli impianti eolici tra giurisprudenza amministrativa e costituzionale*, in www.dirittoambiente.com
- D. VELO, *La politica europea dell'energia*, Giuffrè 2007.
- A. VERONESE, *Gli impianti eolici ed i poteri dei Comuni*, nota a T.A.R. Puglia, Bari, sez. I, ord. 6 giugno 2007, n. 448, World Wind Energy Holding S.r.l. C. Comune di Cerignola e Regione Puglia e T.A.R. Umbria, sent. 15 luglio 2007, n. 518, Gamesa Energia Italia S.p.a. C. Comune di Spoleto, C. Gennari e M. F. Magrini, in *Rivista Giuridica dell'Ambiente* n. 2/2008, pag. 451 e ss.
- E. VICENTINI, *Lo sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia*, Tesi di dottorato in economia e politica agroalimentare a.a. 2008/2009, Università degli Studi di Padova, relatore Prof. Gabriele Canali
- S. VIOLA, *Moratorie ed eolico: un importante segnale della Corte Costituzionale*, in *Ambiente e Sviluppo*, 1/2007, pag. 12 e ss.
- A. WAGNER, *Building on Success: Germany's New Renewable Energy Law*, in www.climnet.org.
- A. WAGNER, *Germany's New Renewable Energy Law*, Fördergesellschaft Windenergie e.V. (FGW) in www.climnet.org

- G. WALKER, *What are the Barriers and Incentives for Community-Owned Means of Energy Production and Use?* Energy Policy 36 (2008), Elsevier, pag. 4401-4405
- R. WALZ, J. SCHLEICH, *The economics of climate change policies*, Physica Verlag 2008
- H. WEIDNER, L. MEZ, *German Climate Change Policy: A Success Story With Some Flaws*, The Journal of Environment Development 17 (2008), Sage, pag. 356 e ss.
- J. B. WIENER, *Global Environmental Regulation: Instrument Choice in Legal Context*, the Yale Journal, 108 (1999), pag. 677 e ss.
- M. WOLSINK, *Wind power and the NIMBY-myth: institutional capacity and the limited significance of public support*, Renewable Energy 21 (2000), Elsevier, pag. 49-64
- M. WOLSINK, *Planning of renewables schemes. Deliberative and fair decision-making on landscape issues instead of reproachful accusations of non-cooperation*, Energy Policy 35 (2007), Elsevier, pag. 2692-2704
- R. WÜSTENHAGEN, M. BILHARZ, *Green Energy Market Development in Germany: Effective Public Policy and Emerging Customer Demand*, University of St. Gallen Institute for Economy and the Environment 2004
- R. WÜSTENHAGEN, M. WOLSINK, M. J. BÜRER, *Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept*, Energy Policy 35 (2007), Elsevier, pag. 2683-2691
- J. ZOELLNER, P. SCHWEIZER-RIES, C. WEMHEUER, *Public acceptance of renewable energies: Results from case studies in Germany*, Energy Policy 36 (2008), Elsevier, pag. 4136-4141